

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

подпись инициалы, фамилия

«31» марта 2017г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Киреевой Ульяне Владимировне.

Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.
Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Угледорской ГЭС на реке Зей. Кабельное хозяйство ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений, системы защиты)».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР И.Ю. Погоняйченко, начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Кабельное хозяйство ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений).

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Угледорской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Угледорской ГЭС; главная схема Угледорской ГЭС; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине Угледорской ГЭС; генеральный план Угледорской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Угледорской ГЭС.

Руководитель ВКР



подпись

И.Ю. Погоняйченко

Задание принял к исполнению



подпись

У.В. Киреева

« 15 » июня 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Погоняйченко И.Ю. начальника оперативной службы Филиала
ПАО «Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожного» о бакалаврской
работе «Проектирование Углегорской ГЭС на реке Зей. Кабельное хозяйство
ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для
определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности,
проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений, системы
защит)»

Киреевой Ульяны Владимировны

Бакалаврская работа «Проектирование Углегорской ГЭС на реке Зей. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 120 листах пояснительной записки, 4 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а также выполнены технико-экономические расчеты. Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

В рамках спец. вопроса было изучено кабельное хозяйство ГЭС.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом У.В.Киреева показала хорошие теоретические знания, самостоятельность в выборе технических решений.

К недостаткам работы можно отнести неоптимальный выбор количества гидроагрегатов при установленной мощности 366 МВт, равное десяти, а также схему выдачи мощности для класса напряжения 110 кВ. Данные упущения обусловлены рамками учебного проектирования, предусматривающего возможность выбора только серийного оборудования.

Бакалаврская работа «Кабельное хозяйство ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания,

контроль состояния и поиск повреждений, системы защит)» заслуживает
положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-
гидроэнергетик».

Дата: 15.06.17


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В.И. Татарников

«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УГЛЕГОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.
КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ
МАТЕРИАЛОВ И КАБЕЛЕЙ, ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ,
ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛУЖИВАНИЯ,
КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И ПОИСК ПОВРЕЖДЕНИЙ, СИСТЕМЫ
ЗАЩИТ)**

Руководитель  подпись, дата
Начальник ОС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожнего»
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник  15.06.17
подпись, дата

У.В. Киреева
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Кабельное хозяйство гзс (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений, системы защит)»

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайко 17.06.17 Е.Ю. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

В.В. Мокрицкий
подпись, дата

В.В. Мокрицкий
инициалы, фамилия

Электрическая часть

18.06.17
подпись, дата

В.Ю. Починищев
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

10.06.17
подпись, дата

В.В. Карамышев
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

15.06.17 В.Б. Сатеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

17.06.17
подпись, дата

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

16.06.17 В.В. Ларасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

19.06.17
подпись, дата

Л.А. Чаденко
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Углегорской ГЭС	6
Введение.....	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	9
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Инженерно – геологические условия.....	10
2 Водно- энергетические расчеты.....	11
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	11
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	14
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	14
2.2.2 Водноэнергетические расчеты.....	14
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	16
2.3 Баланс мощности и энергии.....	16
2.3.1 Баланс энергии.....	16
2.3.2 Баланс мощности.....	16
3 Основное и вспомогательное оборудование	18
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	18
3.1.1 Построение режимного поля	18
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам...	20
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	23
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	23
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части.....	24
3.2.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	25
3.3 Выбор гидрогенератора.....	25
3.4 Подъемно- транспортное оборудование.....	27
4 Электрическая часть	28
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	28
4.2 Главные повышающие трансформаторы.....	28
4.3 Распределительное устройство.....	29
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий	29
4.3.2 Выбор схем распределительного устройства.....	30
4.4 Электротехническое оборудование.....	31
4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	31
4.4.2 Расчет токов короткого замыкания	31
4.4.3 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	33
4.4.4 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ.....	33
4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.	34
5 Релейная защита и автоматика.....	35

5.1	Перечень защит основного оборудования.....	35
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	36
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	36
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	39
5.2.3	Защита от повышения напряжения	41
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	42
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок	45
5.2.6	Дистанционная защита генератора	47
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	49
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	50
5.4	Таблица уставок	51
6	Компоновка и сооружения гидроузла	52
6.1	Компоновка гидроузла.....	52
6.2	Бетонная водосливная плотина.....	52
6.2.1	Определение отметки гребня быка бетонной водосливной плотины	52
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	54
6.2.4	Проверка на пропуск поверочного расхода	56
6.2.5	Построение оголовка плотины	57
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	57
6.2.7	Гидравлический расчет водобойного колодца.....	58
6.2.8	Определение ширины подошвы плотины	59
6.2.9	Быки. Галереи	60
6.2.10	Основные размеры цементационной завесы.....	60
6.2.11	Дренаж тела бетонной плотины	61
6.2.12	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	61
6.3	Определение основных нагрузок на бетонную водосливную плотину	62
6.3.1	Вес сооружения и механизмов.....	62
6.3.2	Сила гидростатического давления воды.....	63
6.3.3	Давление грунта	64
5.6	Волновое давление.....	65
6.4	Расчёт прочности бетонной водосливной плотины	65
6.5	Критерии прочности бетонной водосливной плотины	67
6.6	Расчет устойчивости бетонной водосливной плотины	68
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	71
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	71
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Углегорской ГЭС	71
7.2.1	Общие положения	71
2	Охрана труда Углегорской ГЭС	73
7.3	Пожарная безопасность	76
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	76
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	77
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	78

7.4 Охрана природы	79
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	80
7.4.2 Водоохранная зона	82
7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	83
6.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве	85
8 Техничко-экономические показатели	86
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	86
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	86
8.3 Налоговые расходы	88
8.4 Оценка суммы прибыли	89
8.5 Оценка инвестиционного проекта.....	90
8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	90
8.7 Бюджетная эффективность	90
8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов	91
9 Кабельное хозяйство ГЭС	93
9.1 Определения	93
9.2 Типы применяемых материалов и кабелей	94
9.3 Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 - 35 кВ..	97
9.4 Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ	98
9.5 Муфты	99
9.6 Выбор кабельной линии для определенного потребителя	99
9.7 Требования по монтажу.....	100
9.8 Требования пожарной безопасности.....	102
Заключение	107
Список использованных источников	109
Приложение А Анализ исходных данных	112
Приложение Б Водно – энергетические расчеты.....	114
Приложение В Основное и вспомогательное оборудование.....	117
Приложение Г Компоновка и сооружения ГЭС	119

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ УГЛЕГОРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Зея
2. Местонахождение ГЭС.....Амурская область
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....1015 м³/с
 - б) всех турбин.....1600 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%3598 м³/с
0,01%.....4158 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой
 - б) отметка: НПУ.....185 м
ФПУ186 м
УМО.....176 м
 - в) объемы
полный.....20,00 м³
полезный.....9,82 м³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....27,20 м
 - б) расчетный.....19,80 м
 - в) минимальный.....15,10 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность
установленная.....366 МВт
гарантированная.....359 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....2,00 млрд. кВт·ч
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная плотина.....74,63 м/28,00 м
 - б) станционная часть.....195,50 м/52,00 м
 - в) левобережная грунтовая плотина.....297,13 м/32,00 м
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный водослив
 - б) число и размер пролетов.....6х16 м
 - в) общая длина.....109,00 м
 - г) максимальная высота.....38,55 м
10. Здание ГЭС
 - а) тип здания.....русловое
 - б) число агрегатов.....10
 - в) грунты в основании.....долерит
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудования:
 - а) тип турбин.....ПЛ30а-В-530

- б) тип генератора.....СВ-830/130-52
- в) номинальная активная мощность генератора.....40 МВт
- г) частота вращения.....115,4 об/мин
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-100000/110- У1

12. Техничко-экономические показатели

- а) срок окупаемости.....5 лет, 9 месяцев
- б) себестоимость энергии.....0,11 руб/кВт·ч
- в) удельные капиталовложения.....81211 руб/кВт

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции – это уникальные, технически сложные объекты, проектирование которых является ответственным делом. При проектировании ГЭС, учитывается множество факторов, начиная от местных природных условий и экономического обоснования, заканчивая поиском индивидуальной технологии строительства и различных технических решений.

Углегорская ГЭС проектируется в Амурской области на реке Зея. Строительство гидроэлектростанции в этом районе позволит уменьшить риск наводнений, а также обеспечит энергией ряд крупных промышленных объектов, таких как космодром «Восточный» и несколько насосных станций нефтепровода. Кроме этого, электроэнергия может быть экспортирована в Китай и Южную Корею.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

Также в рамках выпускной квалификационной работы была изучена тема «Кабельное хозяйство ГЭС (типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск повреждений, системы защит)».

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Углегорский гидроузел располагается в Амурской области, в Мазановском районе. Рассматриваемая территория относится к переходному от резко континентального к муссонному климату. Средняя температура января составляет -28°C , средняя температура июня – 20°C . За год на территорию района выпадает до 580 мм осадков, большая часть которых приходится на теплый период времени.

1.2 Гидрологические данные

Река Зея берет начало на южном склоне Станового хребта. Длина реки – 1242 км. В створе проектируемой Углегорской ГЭС водосборная площадь представляет слабохолмистую равнину, верхняя часть которой достигает высоты 190 м. Площадь водосборного бассейна составляет 233000 км², ширина реки до 4 км, глубина до 60 м.

Питание преимущественно дождевое, доля которого от общего годового стока составляет 50 – 70 %. На снеговое приходится 10 – 20 %, на подземное остается 10 – 30 %. Режим реки характеризуется выраженным весенним половодьем, которое длится в среднем 20 – 30 дней, и высокими летними дождевыми паводками, вызывающими иногда сильные наводнения.

Гидрологический ряд наблюдений приведен в приложении А, таблица А.1. Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа

Верхний бьеф		Нижний бьеф			
		зимний период		летний период	
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$W, \text{ км}^2$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
185	22,0	157,3	67	157,3	60
180	15,8	158,5	603	158,5	543
175	12,6	159,7	1339	159,7	1205
170	8,2	160,9	2139	160,9	1925
165	4,3	162,1	2990	162,1	2691
160	1,3	163,3	3880	163,3	3492
157	0,0	164,5	4822	164,5	4340

Кривые связи объемов и уровней верхнего и нижнего бьефа представлены на рисунках 1.1 и 1.2

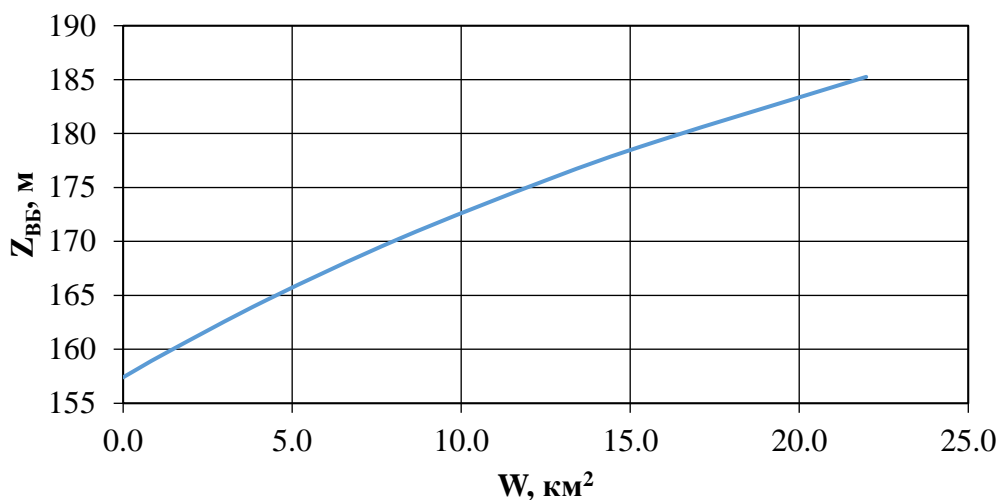


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

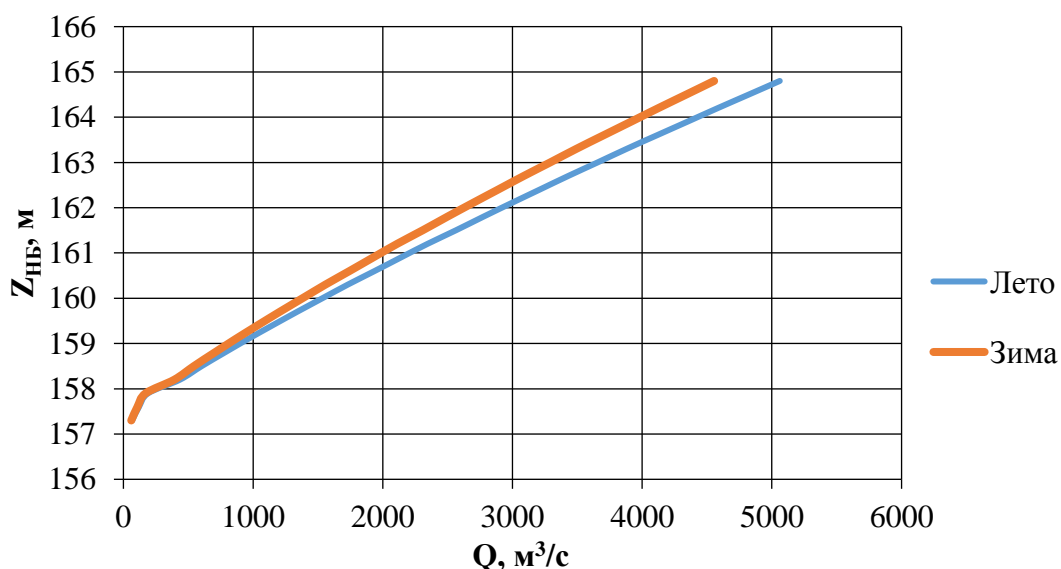


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.2 Аналогии проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Нижне-Бурейская ГЭС.

1.3 Инженерно – геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Углегорской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании сооружения слабая скальная порода долерит. Ширина по створу 710 м. Отметка дна – 157 м.

2 Водно- энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Согласно методике выбора расчетных гидрографов год делится на два периода: половодье (многоводный) и межень (маловодный). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. К периоду половодья относятся месяцы с апреля по сентябрь, а к периоду межени – оставшиеся.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. Результаты операции представлены в таблице 2.1.

По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Номер	P, %	Годы	Q _{ср} , м³/с	Годы	Q _п , м³/с	Годы	Q _м , м³/с
1	1,96	1976	2812	1976	6584	1960	481
2	3,92	1960	2307	1960	4862	1977	462
3	5,88	1987	2180	1987	4704	1996	414
4	7,84	1984	2069	1984	4550	1972	400
5	9,80	1962	2033	1962	4530	1950	390
6	11,76	1952	1951	1952	4420	1998	389
7	13,73	1977	1945	1995	4230	1987	378
8	15,69	1995	1911	1956	4168	1965	338
9	17,65	1956	1849	1970	4020	1989	334
10	19,61	1965	1815	1977	4020	1961	332
11	21,57	1970	1789	1965	3882	1951	320
12	23,53	1982	1780	1982	3826	1982	319
13	25,49	1993	1672	1993	3758	1957	312

Окончание таблицы 2.1

Номер	P, %	Годы	Qср, м³/с	Годы	Qп, м³/с	Годы	Qм, м³/с
14	27,45	1992	1635	1992	3700	1984	298
15	29,41	1990	1615	1959	3680	1975	294
16	31,37	1968	1613	1968	3594	1953	294
17	33,33	1959	1608	1990	3534	1955	283
18	35,29	1950	1599	1983	3480	1995	255
19	37,25	1953	1577	1978	3460	1962	249
20	39,22	1975	1569	1953	3372	1990	244
21	41,18	1983	1518	1975	3354	1997	227
22	43,14	1978	1499	1999	3334	1971	205
23	45,10	1972	1473	1954	3316	1968	199
24	47,06	1954	1465	1950	3292	1980	199
25	49,02	1999	1462	1988	3076	1970	195
26	50,98	1996	1414	1980	3040	1956	193
27	52,94	1957	1396	1972	2976	1999	190
28	54,90	1988	1387	1973	2976	1952	187
29	56,86	1980	1383	1958	2950	1993	182
30	58,82	1961	1366	1957	2912	1988	181
31	60,78	1951	1359	1996	2814	1985	179
32	62,75	1958	1321	1951	2812	1974	176
33	64,71	1973	1295	1961	2812	1964	173
34	66,67	1955	1283	1981	2802	1979	167
35	68,63	1981	1258	1971	2730	1969	163
36	70,59	1971	1257	1997	2686	1992	159
37	72,55	1997	1252	1955	2682	1958	157
38	74,51	1998	1202	1985	2620	1981	156
39	76,47	1985	1196	1964	2534	1963	148
40	78,43	1989	1188	1966	2518	1991	147
41	80,39	1964	1157	1969	2500	1954	143
42	82,35	1969	1137	1974	2420	1959	128
43	84,31	1966	1114	1989	2382	1986	125
44	86,27	1974	1111	1998	2340	1976	118
45	88,24	1986	1054	1986	2262	1983	116
46	90,20	1963	984	1963	2153	1994	113
47	92,16	1979	864	1967	1916	1966	111
48	94,12	1967	860	1994	1846	1967	106
49	96,08	1994	835	1979	1840	1978	98
50	98,04	1991	790	1991	1690	1973	94

Рассчитываем коэффициенты приведения по межени и половодью для средневодного и маловодного года. Результаты представлены в таблице 2.2.

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1999 г, а маловодного года - 1986 г .

Таблица 2.2 – Коэффициенты приведения по межени и половодью для средневодного и маловодного года

P=50%				P=90%			
1996		1999		1986		1963	
Км	Кп	Км	Кп	Км	Кп	Км	Кп
1,08	0,47	0,92	1,02	1,00	0,93	1,00	0,76

В соответствии с полученными значениями, делаем корректировку. для маловодного и средневодного года (таблица 2.3). В связи с малыми коэффициентами приведения было принято решение отказаться от корректировки маловодного года.

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

Таблица 2.3 – Скорректированные средневодный и маловодные год

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср} , м ³ /с
1999	28	13	11	100	2000	2920	2600	4625	4525	850	250	80	1500
1999*	31	15	12	112	1980	2891	2574	4579	4480	952	280	90	1500
1986	16	6	6	52	1520	2210	1722	1900	3953	500	220	75	1015

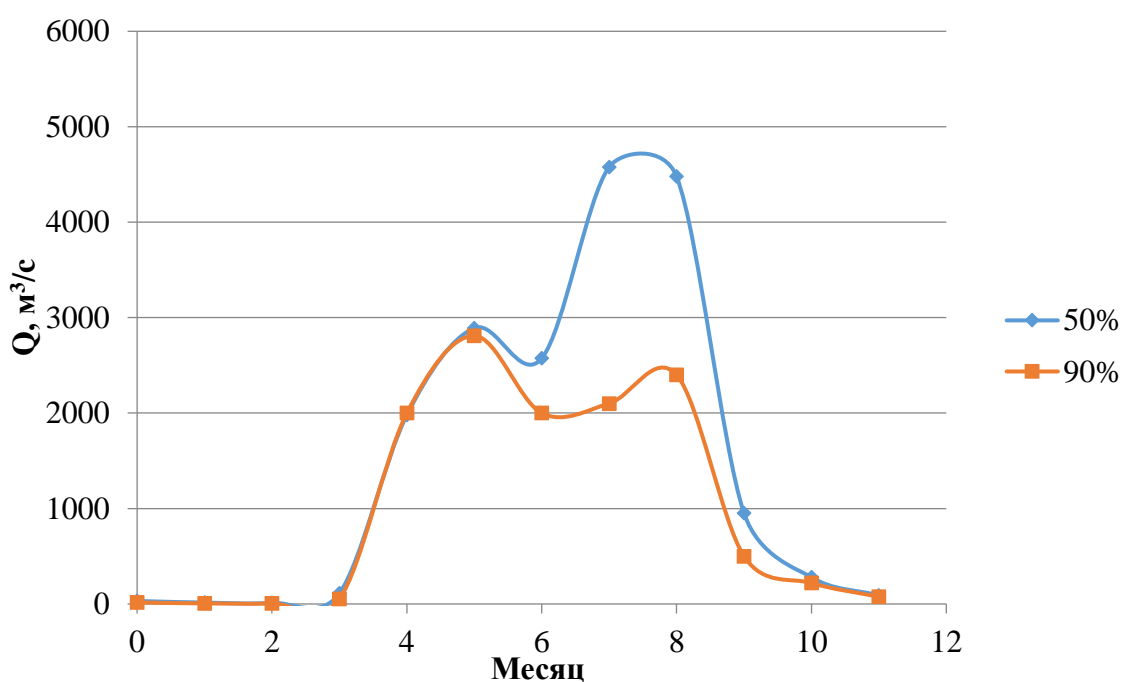


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного с средневодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Углегорской ГЭС. Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_t^{\text{пол}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\Phi} - Q_t^{\text{и}} - Q_t^{\text{л}}, \quad (2.2)$$

где $Q_t^{\text{быт}}$ – бытовой расход;

$Q_t^{\Phi}, Q_t^{\text{и}}, Q_t^{\text{л}}$ – потери из водохранилища на фильтрацию, испарение, льдообразование соответственно.

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.3)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N=8,5$;

Q^t – расчетный расход, м³/с;

H^t – напор, соответствующий расчетному расходу, м.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.1.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

2.2.2 Водноэнергетические расчеты

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол}} - Q_t^{\text{ВДХ}}, \quad (2.4)$$

где $Q_t^{\text{пол}}$ – полезный расход;
 $Q_t^{\text{ВДХ}}$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_t^{\text{ВДХ}}$ варьируем для достижения нужной мощности.

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\phi}, \quad (2.5)$$

где $Q_t^{\text{ГЭС}}$ – расход через турбины ГЭС.

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объема водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{ВДХ}} \cdot t, \quad (2.6)$$

где $Q_t^{\text{ВДХ}}$ – расход воды из водохранилища;

t – число секунд в месяце.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = z_t^{\text{ВБ}} - z_t^{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.7)$$

где $z_t^{\text{ВБ}}$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_t^{\text{НБ}}$ – отметка НБ;

Мощность станции определяем по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\text{ГЭС}} \cdot H_t. \quad (2.8)$$

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.2

Основные результаты сработки-наполнения водохранилища:

– гарантированная мощность:

$$N_{\text{гар}} = 359 \text{ МВт};$$

– уровень мертвого объема:

$$\nabla_{\text{УМО}} = 173,56 \text{ м};$$

График сработки-наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.2.

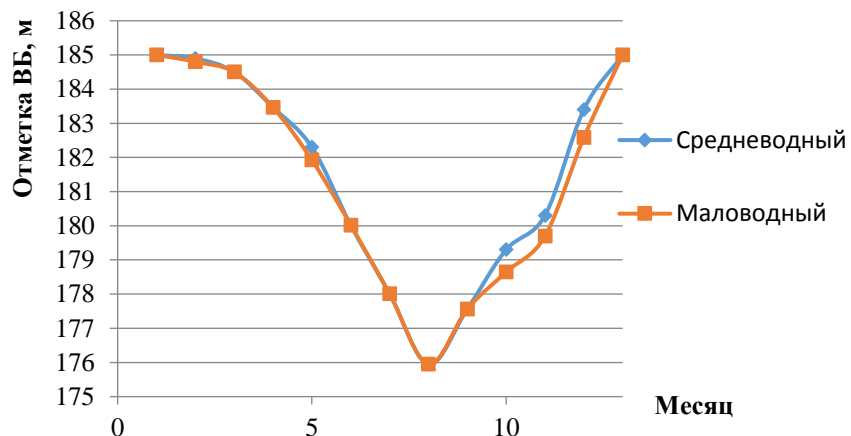


Рисунок 2.2 – График сработки- наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

По установленной мощности и выработке (информация для существующих станций с сайта системного оператора.) были построены треугольники мощности. На ИКН можно увидеть проектируемую Углегорскую ГЭС и существующие Зейскую и Бурейскую ГЭС. Так как в пике и полупике работают существующие станции, то проектируемую ГЭС разместим в базе.

Предусматриваем нагрузочный резерв 2% и получаем установленную мощность проектируемой станции $N_{уст}=366$ МВт.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии

Зная среднемесячные мощности Углегорской ГЭС (приложение Б, таблица Б.3), строим баланс энергий ОДУ Востока (плакат «Использование водной энергии»).

2.3.2 Баланс мощности

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная мощность проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{прГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 366}{6} \cdot \text{мес} = 61 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.9)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность Углегорской ГЭС.

Ремонтная мощность существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}}{6} \cdot \text{мес} = \frac{1 \cdot 3340}{6} \cdot \text{мес} = 556 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.10)$$

Баланс мощности для энергосистемы Восток представлен на рисунке 2.3.

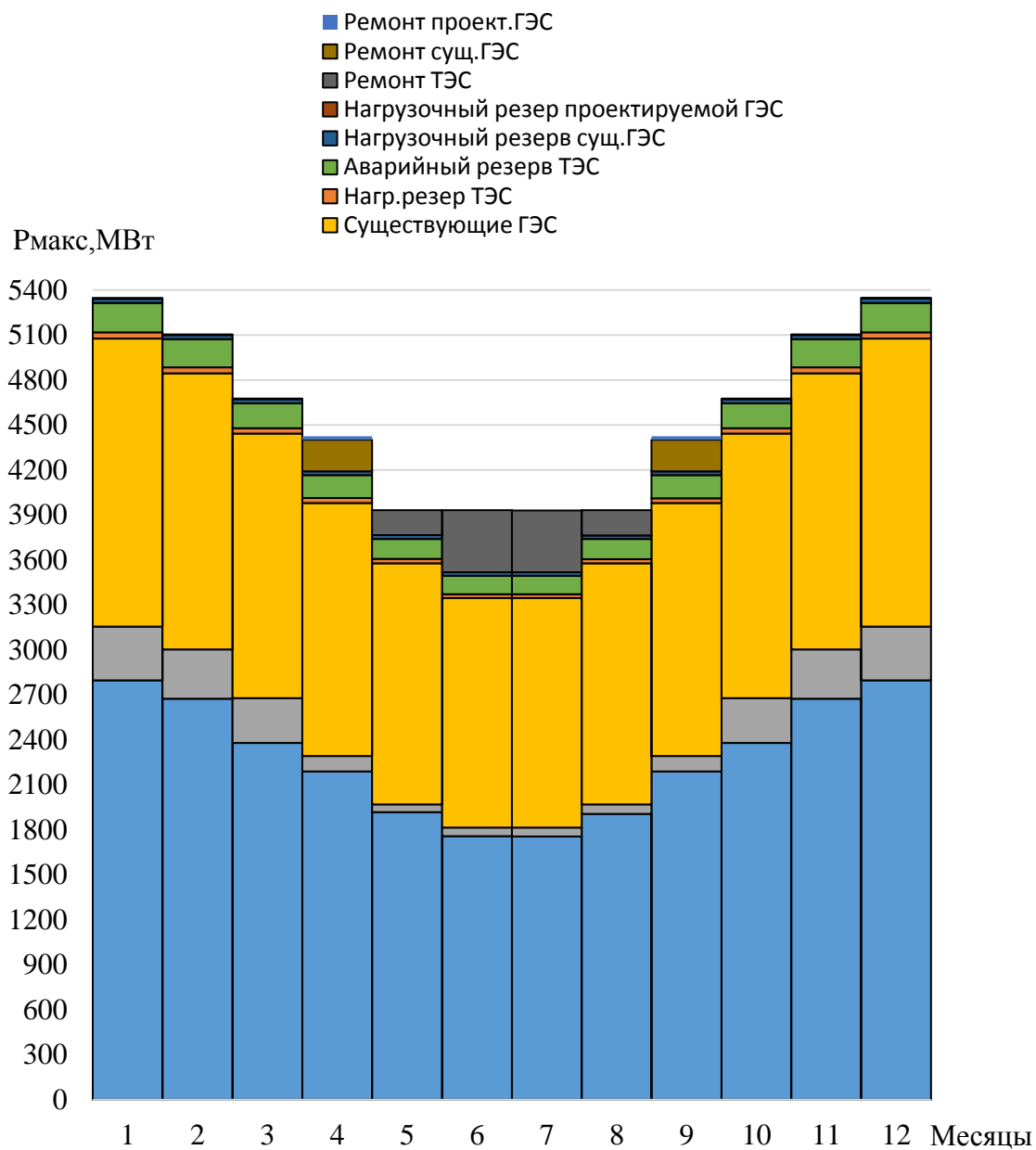


Рисунок 2.3 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla BB - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где ∇BB – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla BB = \nabla НПУ = 185$ (м), для нижней границы $\nabla BB = \nabla УМО = 175,7$ (м);

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Линия расчётного напора считается по предыдущей формуле, где ∇BB будет являться средняя ∇BB января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса Q_{min} .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС (выбирается произвольно).

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

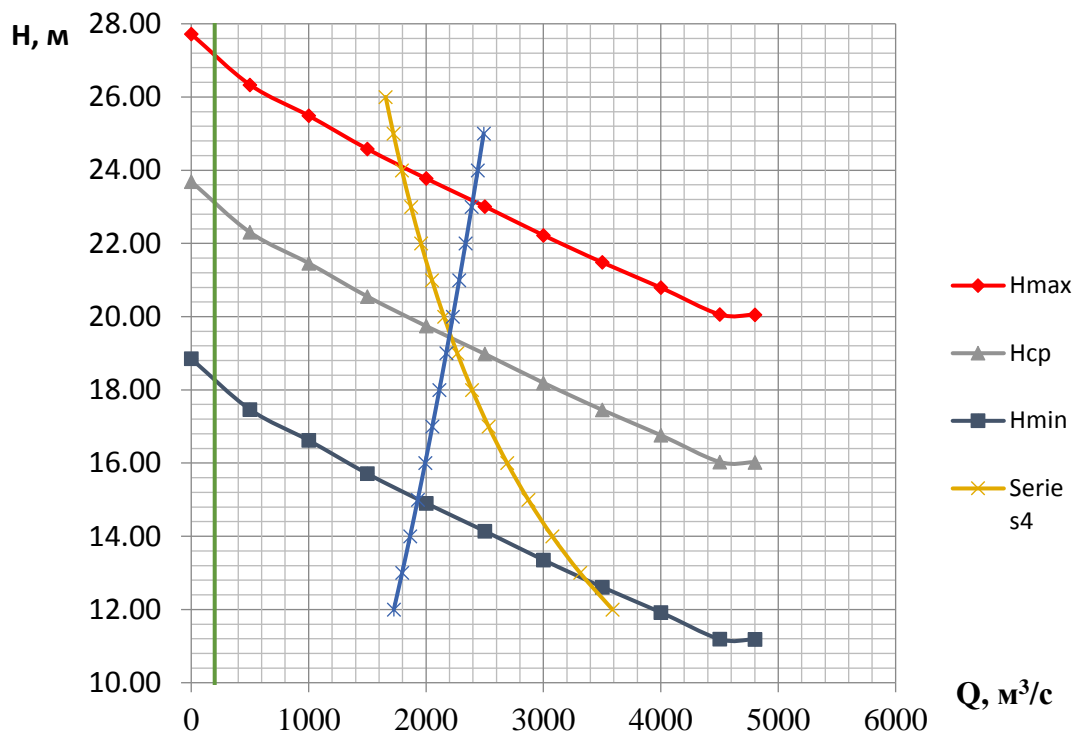


Рисунок 3.1 – Режимное поле Угледорской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 27,2 \text{ м};$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_{расч} = 19,8 \text{ (м)};$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 15,1 \text{ (м)};$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для различных типов турбин было рассмотрено несколько вариантов диаметров рабочего колеса и синхронной частоты вращения. Цель подбора-нахождение такого варианта, при котором проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Были подобраны гидротурбины, которые соответствуют исходному диапазону напоров. При этом учитывалось, что максимальный напор должен быть меньше предельного напора выбранной гидротурбины, а также отношение минимального напора к предельному должно соответствовать справочным данным.

Подходящие турбины: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В, их параметры представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Предельный напор H_n , м	30	30
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Приведенная частота вращения оптимума n'_{lo} , мин ⁻¹	126	130
Приведенный расход оптимума Q'_{lo} , м ³ /с	0,89	1,27
КПД оптимума η_{mo} , о.е.	0,912	0,911
Приведенный расход максимальный Q'_{lp} , м ³ /с	1,76	1,81
Коэффициент кавитации при приведенном расходе максимальном σ	1	1
Диаметр D'_{lm} , м	0,46	0,46
Напор H_m , м	4	8
Температура воды при испытаниях t_m , °С	5	21
Кинематический коэффициент вязкости ν_m , м ² /с	1,51	1,03

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_g^{cp}, \quad (3.4)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

$\eta_g^{cp} = 0,97$ – средний КПД генератора.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1m}}{D_1}}^{10} \sqrt{\frac{H_m}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_m}} \right), \quad (3.5)$$

где η_m – КПД модельной турбины;
 D_{1m} – диаметр модельной турбины;
 H_m – напор модельной турбины;
 D_1 – диаметр натурной турбины;
 H_p^N – расчетный напор натурной гидротурбины;
 ν_m, ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;
 $\varepsilon=0,75$ – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (значение для поворотно-лопастной турбины).
Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}^p}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст}^p = 366$ МВт – расчетная установленная мощность проектируемой Углегорской ГЭС.

Получившееся число необходимо округлить в большую сторону. Далее необходимо выполнить уточнение мощности агрегата. Число гидроагрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta = \eta_m / \eta_n$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

На следующем этапе работы были нанесены на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие рабочим напорам турбины. Для этого определены три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствующий H_{max} , H_p и H_{min} .

Следующий этап – нахождение произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ср}}} \cdot \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения (3.9) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии $n'_{I\text{р}}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля – горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.8).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где $Q_{\min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$ – минимальный расход через станцию.

Так как напор на станции по универсальной характеристике является величиной не постоянной, значит, линия ограничения по минимальному расходу не будет вертикальной.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.9), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального. Рассчитанные по формулам величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы В.1 и В.2 приложения В.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного). Также большую роль в выборе играет возможность выбора серийного гидрогенератора, подходящего по синхронной частоте вращения и мощности, в дальнейшем.

Из анализа таблиц В.1-В.2 приложения В выбираем гидротурбину: ПЛ30а-В с диаметром рабочего колеса 5,3 м. Главная характеристика представлена в приложении В, рисунок В.1

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Для того, чтобы обеспечить бескавитационную работу гидротурбины, определим отметку установки рабочего колеса.

$$H_s^{\text{доп}} = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.11)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

k_{σ} – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения ($k_{\sigma} = 1,1$);

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;

$\Delta H_s = 1,5$ м – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для поворотно-лопастных турбин равна 0.

Высота отсасывания:

– при минимальном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{157,72}{900} - 1,1 \cdot 0,726 \cdot 15,1 - 1,5 + 0 = -2,31 \text{ м};$$

– при расчетном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{157,91}{900} - 1,1 \cdot 0,765 \cdot 19,8 - 1,5 + 0 = -6,49 \text{ м};$$

– при максимальном напоре:

$$H_s = 10,33 - \frac{157,79}{900} - 1,1 \cdot 0,357 \cdot 27,2 - 1,5 + 0 = -1,06 \text{ м}.$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Далее вычисляются отметки установки рабочего колеса:

$$Z = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s; \quad (3.12)$$

– при минимальном напоре:

– при расчетном напоре:

$$Z = 157,91 - 6,49 = 151,42 \text{ м.}$$

– при максимальном напоре:

$$Z = 157,79 - 1,06 = 156,73 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрано минимальное. Принята отметка установки рабочего колеса:

$$Z = 151,42 \text{ м.}$$

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

Следующий этап работы заключается в определении геометрических размеров проточной части. С помощью чертежа проточной части модели гидротурбины были определены основные геометрические размеры выбранного варианта турбины.

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{СК.ВХ}} = 1,789 \cdot 5,3 = 9,48 \text{ м.}$$

Ширина спиральной камеры:

$$B = 2,835 \cdot 5,3 = 15,29 \text{ м.}$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_0 = 210^\circ.$$

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 1,29 \cdot 5,3 = 6,837 \text{ м.}$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot 5,3 = 24,10 \text{ м.}$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot 5,3 = 13,25 \text{ м.}$$

3.2.3 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме назначаем маслонапорную установку МНУ 6,3/1-40-8-2. Обозначение типоразмера гидроаккумулятора ГА 6,3/1-40, маслонасосного агрегата МА 8 – 2; номинальный объем – 2,5 м³; число сосудов – 1; номинальный объем сливного бака – 8 м³. масса не более 6,1 т; два насоса 3В16/40ГТ подачей 6,23 л/с мощностью 33 кВт; электродвигатель 4А200М2 мощностью 37 кВт и частотой вращения 2900 об/мин.

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления ЭГРК-2И1-100-4. Диаметр главного золотника 100 мм. Тип панели электрооборудования ЭГР-2И1:

- формирование основного сигнала регулирования по ПИД закону;
- выходной усилитель с применением транзисторов;
- частоточувствительный элемент интегратор, управляемый частотой;
- формирование изодромной обратной связи по выходному сигналу электрического интегратора.

Тип гидромеханической колонки управления – ЭГР-МП, фирмы «Synergy», являющейся партнёрами «Силовые машины».

3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной активной мощности и синхронной частоте вращения. Выбираем СВ-840/130-52.

Гидрогенератор выполнен вертикальным, зонтичного типа общей массой 520 т. Радиальные усилия, воспринимаемые направляющими подшипниками, передаются непосредственно на фундамент через распорные домкраты крестовин. Статор гидрогенератора устанавливается на фундамент при помощи фундаментных плит. Статор выполнен из разъемных секторов. Вентиляция гидрогенератора осуществляется по замкнутому циклу. Сердечник статора шихтуется из сегментов, штампованных из электротехнической холоднокатаной

стали толщиной 0,5 мм. По высоте сердечник состоит из пакетов, между которыми с помощью дистанционных распорок образованы вентиляционные каналы. Ротор гидрогенератора состоит из вала, остова, обода с тормозными сегментами, полюсов с обмоткой возбуждения и демпферной обмоткой, токоподвода с контактными кольцами. Полюсы состоят из сердечников, обмотки возбуждения и демпферной обмотки. Сердечники полюсов шихтуются из штампованных листов толщиной 2 мм. Для снижения торцевых потерь сердечники полюсов имеют вставки из немагнитного материала. Обмотка полюсов – из голой шинной меди специального профиля. Гидрогенератор комплектуется исполнительной аппаратурой для обеспечения дистанционного управления различными системами. Гидрогенератор имеет независимое тиристорное самовозбуждение В-183/21-12 (охлаждение воздушное принудительное). Охлаждение обмоток генератора - косвенное.

Параметры гидрогенератора:

– номинальная полная мощность:

$$S_{\text{ном}} = 50 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

– номинальная активная мощность:

$$P_{\text{ном}} = 40 \text{ МВт};$$

– коэффициент мощности:

$$\cos\varphi = 0,85;$$

– номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ В};$$

– номинальная частота вращения:

$$n_{\text{ном}} = 115,4 \text{ об/мин};$$

– сверхпереходное продольное сопротивление:

$$x''_d = 0,2 \text{ о. е};$$

– переходное продольное сопротивление:

$$x'_d = 0,3 \text{ о. е};$$

– продольное сопротивление:

$$x_d = 0,89 \text{ о. е};$$

– коэффициент полезного действия:

$$\eta = 96,8 \text{ \%};$$

3.4 Подъемно- транспортное оборудование

В машинном зале ГЭС и ГАЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В машинном зале при постоянной эксплуатации применяется один или два крана в зависимости от числа агрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, встроенный в водосливную плотину). В соответствии со стандартом РусГидро в машинном зале Углегорской ГЭС будет два двухбалочных опорных мостовых крана с опорными грузовыми тележками.

Применяется балка двутаврового сечения. Рельсы крана укладывают на подкрановые балки. Назначаем рельсы в соответствии с – КР120. Группу и ширину пролёта крана устанавливают в соответствии с по грузоподъемности. По справочным данным , в соответствии с весом самого тяжелого узла оборудования машинного зала выбираем мостовой кран КМ г/п 300/100.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- надежность и безотказность в работе;
- маневренность;
- простота и наглядность;
- экономичность;

При учете основных требований, для Углегорской ГЭС в качестве РУ, для ВН будет применяться ОРУ.

В энергосистеме ближайшей является подстанция «Амурская» 110/220/500 кВ. Принимаем класс напряжение распределительного устройства: РУ 110 кВ.

На Углегорской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

На проектируемой станции – одно напряжение собственных нужд: 0,4 кВ.

Распределение энергии от источников питания на напряжении 0,4 кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств, располагаемых в незатапливаемой части ГЭС.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Углегорской ГЭС». Главная схема разработана с учётом требований стандартов.

4.2 Главные повышающие трансформаторы

В результате расчетов, была принята схема с укрупненными блоками. ТВ схеме с укрупненными блоками к двум генераторам подключается один трансформатор. Исходя из этого расчетная мощность трансформатора::

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot (S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}}) = 2 \cdot (50 - 50 \cdot 0,01) = 99 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{с.н.}}$ – полная нагрузка собственных нужд, МВа.

По каталогу ОАО «Электrozавод» выбираются трансформаторы ТДЦ 100000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 100000/110-У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
100	121	10,5	10,5	350	60	0,35

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

По условиям короны назначаем провод АС 95/16 с длительно допустимым током [22]:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}.$$

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}) = 10 \cdot (50 - 1) = 490 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

где n_{Γ} – число агрегатов Углегорской ГЭС;

$S_{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ: $P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт}$,
 $K = 1,4$, $\cos \varphi_c = 0,8$.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_c)} = \frac{490}{(1,4 \cdot 30 / 0,8)} \approx 9 \text{ шт.} \quad (4.3)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным:

$$n_{\text{л}} = 9 + 1 = 10 \text{ шт.}$$

Ток воздушной линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{490}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,257 \text{ кА}. \quad (4.4)$$

Расчетный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 257 = 269,85 \text{ А}, \quad (4.5)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{Т}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Ток для проверки сечения кабеля по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{490}{9 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,286 \text{ кА}. \quad (4.6)$$

По значениям, полученным ранее, выбираем провод АС 240/32 с длительно допустимым током:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А.}$$

Как видно из расчетов проводник ВЛ при расчете на нагрев совпал с минимальным сечением проводника по условиям короны и аварийным режимом. Окончательно принимаем АС 240/32. Срок службы провода не менее 45 лет.

4.3.2 Выбор схем распределительного устройства

Стандарт «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 110 кВ и 15 присоединений (5 генераторных присоединения и 10 воздушных линии):

- одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с секционным и обходным выключателями (5 и более присоединений). Схема применяется при допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему шин;

- две рабочие и обходная системы шин (от 5 до 15 присоединений). Схема применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин;

Две системы сборных шин по сравнению с одной секционированной системой сборных шин позволяют:

- поочередно ремонтировать сборные шины без перерыва в работе станции и без нарушения питания потребителей;

- ремонтировать любой шинный разъединитель, отключая лишь одно присоединение (остальные присоединения переводятся на другую систему шин);

- быстро восстанавливать работу станции при повреждении на секции (потребители теряют питание только на время, необходимое для переключения оперативным персоналом соответствующих присоединений на резервную систему шин).

В соответствии с Технической политикой ПАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50°C и ниже, а так же в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно». Но расходы на установку КРУЭ превосходят затраты на приобретение обычного оборудования. В связи с этим распределительное устройство на Углегорской ГЭС принято ОРУ.

Окончательно принимаем схему распределительного устройства ОРУ – две рабочие и обходная системы шин.

4.4 Электротехническое оборудование

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчетная мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{с.н.} = 2 \cdot 0,01 \cdot S_{Г\text{ ном}} = 2 \cdot 0,01 \cdot 50 = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

По каталогу ОАО "Электрозавод" Выбирается трансформатор ТСЗ 1000/10 УЗ. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1000/10 УЗ

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$			
1000	10,5	0,4	6	13,2	2,2

4.4.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,441 \text{ Ом}. \quad (4.8)$$

Значение ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot U_{\text{ном}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}. \quad (4.9)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 125} = 15,4 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_6^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{115^2}{150} = 88,6 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Линии связи 35 кВ с энергосистемой:

$$x_L = \frac{x_{0, \text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,444 \cdot 37}{10} = 1,64 \text{ Ом.} \quad (4.12)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = 115 \text{ кВ.}$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{110} = 0,12. \quad (4.13)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных и относительных единицах:

$$r_T = \frac{x_{*T}}{\omega \cdot T_{a,T}} = \frac{0,441}{314 \cdot 0,049} = 0,029 \text{ Ом. } r_C = \frac{x_C}{50} = \frac{88,16}{50} = 1,76 \text{ Ом;} \quad (4.14)$$

$$r_L = \frac{r_{0, \text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,428 \cdot 37}{10} = 1,583 \text{ Ом;} \quad (4.15)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \frac{U_{\text{ТВН}}^2}{S_T^2} = \frac{0,35}{2} \cdot \frac{121^2}{100^2} = 0,256 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Результаты расчета в программном комплексе RastrKZ представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	i_y , кА	$I_{n0}^{(3)}$, кА	$I_{n0}^{(1)}$, кА
Шина 110 кВ	13,44/20,13	8,72	2,73*3
Вывода генератора (10,5 кВ)	91,33	62,85	-

4.4.3 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Рабочий ток в присоединениях генераторов, с учетом коэффициента трансформации:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{I_{Г,ном}}{11} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,89 \text{ кА.} \quad (4.17)$$

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{ВЛ \text{ раб.мах}} = I_{ВЛ110} = 0,205 \text{ кА;}$$

$$I_{ВЛ \text{ раб.утж}} = I_{ВЛ110 \text{ утяж}} = 0,256 \text{ кА.}$$

4.4.4 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ

Климат региона, где расположена проектируемая станция и наличие территории позволяет применить в качестве распределительного устройства ОРУ. Данное решение позволит сократить капиталовложения.

Выбран ВБ-110 - элегазовый баковый выключатель, с встроенным трансформатором тока. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат". Паспортные данные выключателя ВБ – 110 и данные его проверки, представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4- Данные выключателя ВБ-110

$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_T, \text{кА}$	$t_T, \text{с}$	$i_{пр.скв.}, \text{кА}$	$B_{к,ном}, \text{кАс}$	$B_{к,расч}, \text{кАс}$
110	50	3	125	7500	228,87

На каждую из сборных шин устанавливаем измерительный трансформатор напряжения. ЗНГА-110 и разъединитель укомплектованный заземлителями РД-110 фирмы «Электроаппарат». Так же устанавливаем к каждому трансформатору напряжения анализатор ЕМ 720 фирмы «Электросит».

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 110 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения и воздушных линий устанавливаем ОПНп-110 УХЛ1 фирмы ООО «Разряд-М».

4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем вакуумный выключатель ВГГ-10 компании "ЭнергоСоюз", его данные предоставлены в таблице 4.5.

Вакуумные высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 10 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Таблица 4.5- Данные выключателя ВГГ – 10

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{т}}, \text{кА}$	$t_{\text{т}}, \text{с}$	$i_{\text{пр.скв.}}, \text{кА}$	$B_{\text{к,ном}}, \text{кАс}$	$B_{\text{к,расч}}, \text{кАс}$
10	63	3	161	11907	11870

Для безопасного ведения работ на генераторе и трансформаторе блока, трансформатор должен быть заземлён с двух сторон, следовательно, в цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. На генераторном напряжении выбираем разъединитель РВ СЭЩ-2-10/1600 У2 производства ЗАО «Электроцит – Самара».

Исходя из ПУЭ [29], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 10,5 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-10,5/12,7 (п – полимерная внешняя изоляция; 12,7 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Завод электротехнического оборудования».

Измерительный трансформаторы тока – ТОЛ 10. Измерительные трансформаторы напряжения – ЗНОЛП-10 фирмы «Электроцит».

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 840/130-52 – 50 МВА:

- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- защита от симметричных перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

Защиты силового трансформатора ТДЦ-100000/110:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 110 кВ;
- резервная максимальная токовая защита;
- защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - реле тока охлаждения трансформатора блока;
 - защита от потери охлаждения и перегрева;
 - защиты воздушных линий 110кВ:
 - основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
 - защита от перегрузки;
 - реле тока охлаждения.

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_H = 2760 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = \frac{3000}{5} \text{ A}$.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{ср0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H = \frac{\frac{2760}{5}}{5} = 4,6, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_H \cdot I_{\text{НБ(НН)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_H$.

Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{X''_d} \cdot I_H. \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,02}{0,2} \cdot 2760 = 1407,6 \text{ A}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_{\text{max}}}, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности.

$$K_T > \frac{1407,6 \cdot 2}{14076} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12I_H$.

Принимаем уставку: $I_{отс} = 6I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

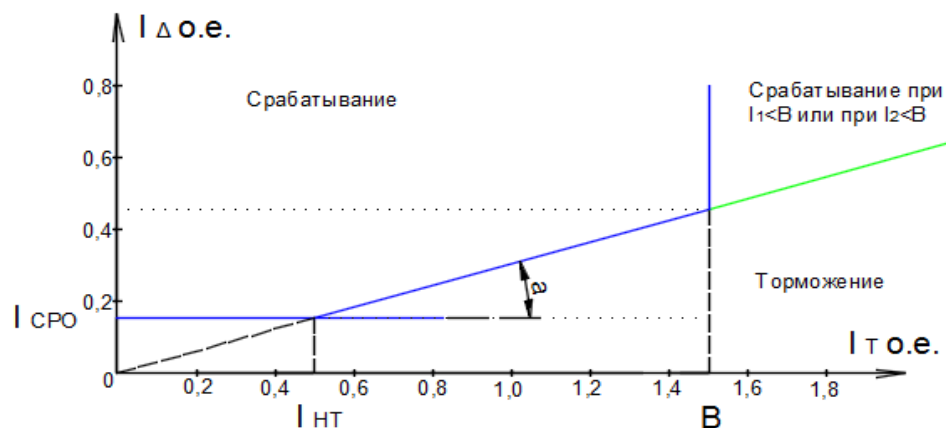


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

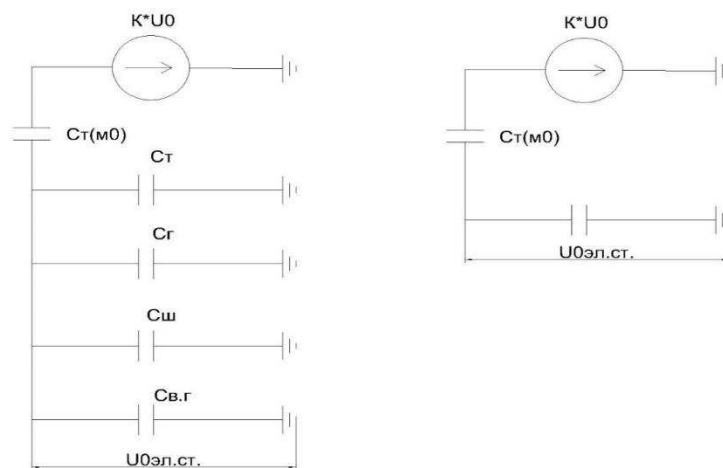


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.8)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

C_Γ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,63 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{В.Г}}$ – ёмкость генераторного выключателя.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ.} \quad (5.9)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\text{В.Г}} = 0,0073 + 0,63 + 0,008 + 0,019 = 0,664 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.10)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_\text{л} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 3,79 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22132 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,664} = 147,92 \text{ В.} \quad (5.12)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 147,92 = 3,85 \text{ В,} \quad (5.13)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулирующую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,32 \text{ о.е.} \quad (5.14)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.15)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.17)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.18)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

2) Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.19)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{*2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_H \quad (5.21)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$.

$$t_{\text{доп}} = 20/0,15^2 \approx 880 \text{ с.} \quad (5.22)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}; \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500	600

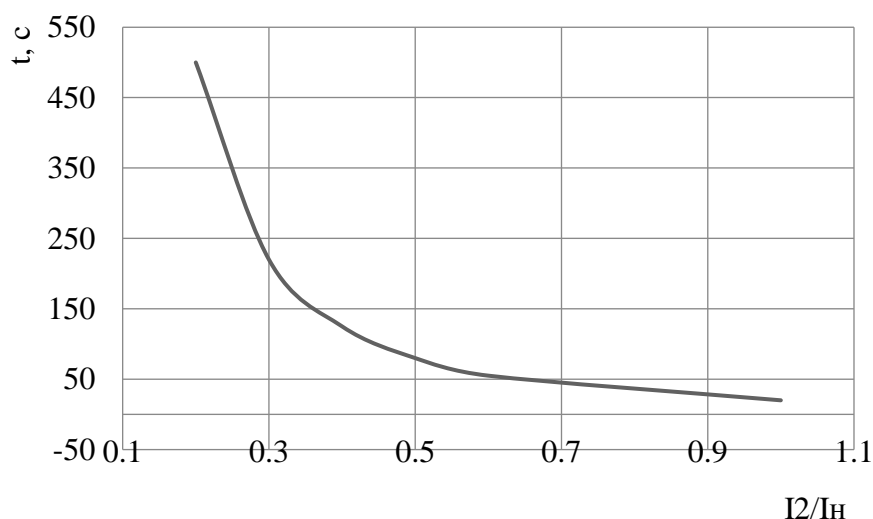


Рисунок 5.2 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.
- 4.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_d'' + X_{2Г} + 2 \cdot X_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,2 + 0,21 + 2 \cdot 0,44)} = 0,6 \text{ о.е.}, \quad (5.25)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $X_{2Г}$ – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot K_T \cdot 2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}; \quad (5.26)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \left(\frac{E_{\Sigma Г}}{2 \cdot (X_{\Sigma Г} + X_{\Sigma Т} + X_{\text{Л}})} + \frac{E_{\text{с}}}{2 \cdot \left(X_{\text{с}} + \frac{X_{\text{Л}}}{(n-1)} \right)} \right) \cdot I_6 = \left(\frac{1,1}{2 \cdot (0,0004 + 0,03 + 0,2)} + \frac{1,0}{2 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{(10-1)} \right)} \right) \cdot 0,5 = 2,87 \text{ кА}, \quad (5.27)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $X_{\text{Л}}$ – сопротивление линии в относительных единицах.

$$I_{\text{МИН}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{n_{\text{Г}} + n_{\text{Л}}} = \frac{2870}{10 + 10} = 144 \text{ А}; \quad (5.28)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{минг}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{K_T}{\sqrt{3}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{2 \cdot 144 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}}}{1,3} = 2085 \text{ А.} \quad (5.29)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.30)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ — коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ — коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

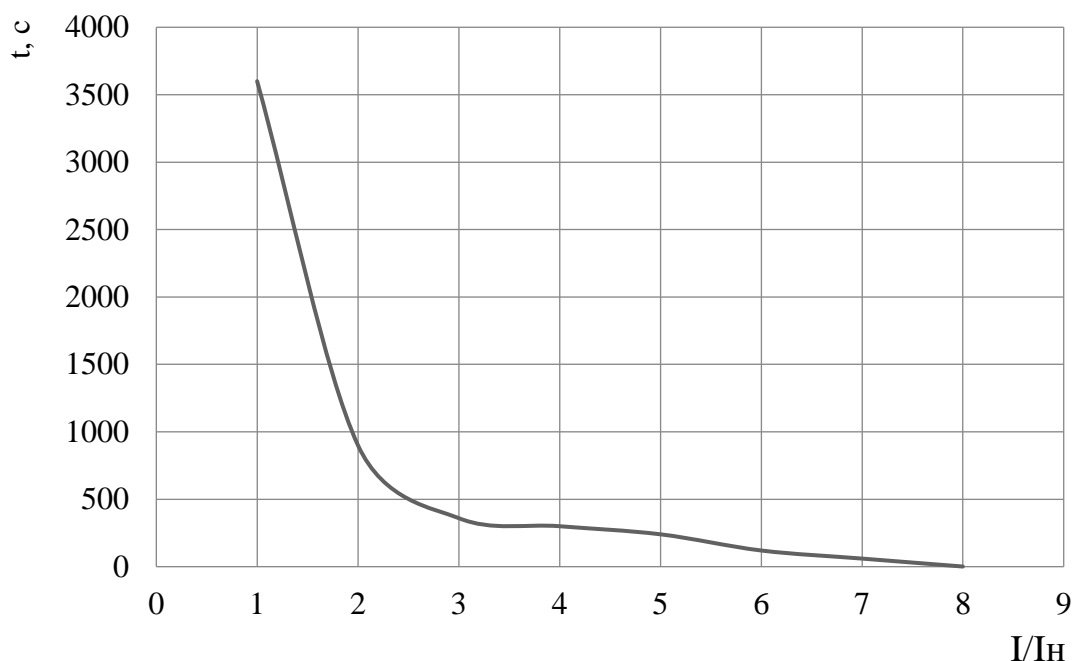
$$I_{1\text{сигн}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_N	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Z_I , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 13,89 + \frac{0,8}{10} \cdot 16,28 = 12,41 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,2 \cdot \frac{50}{100} + \frac{0,8}{10} \cdot \frac{50}{115^2} \cdot 12,41 = 0,085.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 2,2 = 0,19 \text{ Ом,}$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{10,5^2}{50} = 2,2.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C.3.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,1 \text{ Ом.}$

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}.$

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2760} = 2,19 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном тока возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM} - 0,95}{I_{B.XX}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1115 - 0,95}{557,5}}{0,96} = 3,43, \quad (5.36)$$

где $I_{B.XX}$ – ток ротора холостого хода, А;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{HOM}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} = 70,1$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C.3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о.е.} \quad (5.39)$$

$$Z_{C.3II} = Z_{C.3II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,34 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,75 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{CP II} = \frac{Z_{C.3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,75 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,28 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,28 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

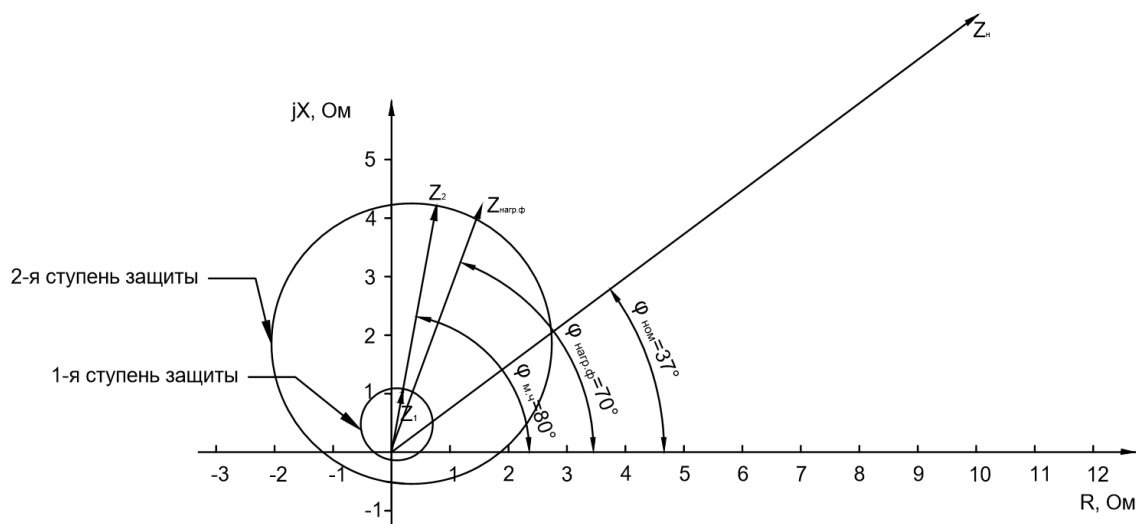


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,132 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,514 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.42)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.43)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I _н	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

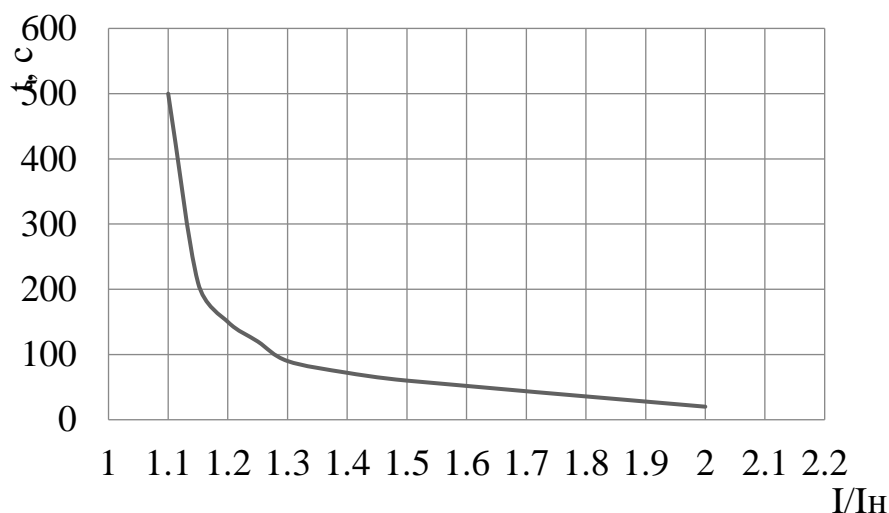


Рисунок 5.4 - Перегрузочная способность обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.44)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор - трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства АВВ.

5.4 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
наименование	обозначение		наименование	относительные единицы	именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,3 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,9 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,322 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,21 \cdot I_H$	0,966 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,92 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,06 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,63 А
			U_{CP}	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,17	1,1 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	4,28 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,96 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	5,19 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	10,16 А

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Компонировка гидроузла

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса равен 1,25.

Для сооружений ниже 40 метров СНиП регламентирует схему сопряжения бьефов – водобойный колодец или стенка.

6.2 Бетонная водосливная плотина

6.2.1 Определение отметки гребня быка бетонной водосливной плотины

При определении отметки гребня быка производится волновой расчёт для основного (при отметке уровня верхнего бьефа равной НПУ) случая. Отметка гребня быка выбирается наибольшей.

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{185 - 156}{2} = 14,5 \text{ м.} \quad (6.1)$$

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 50000}{9,81 \cdot 14,5} \cdot 1 = 0,042 \text{ м,} \quad (6.2)$$

где $v = 10 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра 2% обеспеченности, при $\nabla_{\text{НПУ}}$;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 10 м/с : $K_W = 1,2 \cdot 10^{-6}$;
 $L = k_{\text{vis}} \cdot \frac{V}{v} = 50 \text{ км}$ – длина разгона волны;
 $\alpha = 0^\circ$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – средняя глубина водохранилища перед плотинной:

Безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}$, $\frac{gt}{v}$:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 50000}{10^2} = 4905,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 5 \cdot 3600}{10} = 17658.$$

По наименьшей из безразмерных величин определим значения \bar{T} , \bar{h} из отношений $\frac{g\bar{h}}{v^2}$, $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Все безразмерные величины и отношения взяты из СНиП 2.06.04-82

$$\bar{h} = \frac{0.079 \cdot v^2}{g} = \frac{0.079 \cdot 10^2}{9.81} = 0,81 \text{ м}, \quad (6.3)$$

$$\bar{T} = \frac{3,9 \cdot v}{g} = \frac{3,9 \cdot 10}{9.81} = 3,98 \text{ с}. \quad (6.4)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,98^2}{2 \cdot 3,14} = 24,69 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Проверка на глубоководность

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d. \quad (6.6)$$

$$14,5 \text{ м} > 12,34 \text{ м}$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = 2,3 \cdot 0,81 = 1,85 \text{ м},$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,85 = 2,20 \text{ м}.$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 2,20 + 0,042 + 0,6 = 2,84 \text{ м}.$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем:

$$\nabla_{ГП} = 185 + 2,84 = 187,84 \text{ м}.$$

6.2.2 Расчет длины водосбросного фронта

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.осн} = Q_{\max \text{ осн}} - (n - 2) \cdot Q_{ГА}, \quad (6.7)$$

где n – количество проектируемых ГА

$$Q_{p.осн} = 3598 - (10 - 2) \cdot 154 = 2318 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.8)$$

$$q_p = 3,5 \cdot 6,9 = 24,15 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_с = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.9)$$

$$q_с = 1,25 \cdot 24,15 = 30,19 \text{ м}^2/\text{с},$$

где $h_{НБ} = \nabla УНБ - \nabla_{дна} = 162,9 - 156 = 6,9 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max \text{ осн}}$;

$[v_h] = 3,5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для слабой скалы.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_с}, \quad (6.10)$$

$$B = \frac{2318}{30,19} = 77 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду. Полученное значение округляется в большую сторону. В связи с тем, что предварительные расчеты привели к большой глубине водобойного колодца, намеренно увеличиваем значение ширины водосливного фронта. $B = 96 \text{ м}$

Принимаем количество пролетов $n = 6$ шириной $b=16$ метров.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2318}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,98 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля типа A .

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2318}{0,49 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,13 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия;

σ_n - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{4,98}{16} = 0,956, \quad (6.13)$$

где $\varepsilon_0 = 0,7$ - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем округлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

Определим геометрический напор на водосливе

$$H_{\text{в}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.14)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}}{\omega}$ - скорость в живом сечении перед плотиной, м²/с;

ω - площадь живого сечения (с учетом бычков):

$$\omega = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) (B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{б}}), \quad (6.15)$$

где $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, рассчитанная по Березинскому. Так как $b=16$ м, толщину быка примем $\delta_{\text{б}} = 0,125b = 2$ м

$$v_0 = \frac{Q_{\text{р}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})} = \frac{2318}{(185-156) \cdot (69 + (6-1) \cdot 2)} = 0,75 \text{ м/с}, \quad (6.16)$$

$$H = 5,13 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2 \cdot 9,81} = 5,10 \text{ м},$$

Округляем до ближайшего значения из стандартного ряда. Принимаем H , равное 5 метрам.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H = 185 - 5 = 180 \text{ м}. \quad (6.17)$$

6.2.4 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_p = Q_{\max} - n \cdot Q_{\text{агр}} = 4158 - 10 \cdot 160 = 2558 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.18)$$

где n – количество проектируемых ГА,

Q_{\max} – максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2558}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,32 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{2558}{0,49 \cdot 0,953 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,49 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{5,32}{16} = 0,953. \quad (6.21)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2558}{(186 - 156) \cdot (96 + (6-1) \cdot 2)} = 0,80 \text{ м/с}, \quad (6.22)$$

где $\nabla \text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно эту отметку принимаем равной 186 м, в дальнейшем она уточнится.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 5,49 - \frac{1,1 \cdot 0,80^2}{2 \cdot 9,81} = 5,45 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 180 + 5,45 = 185,45 \text{ м}. \quad (6.24)$$

$$185,45\text{ м} < 186\text{ м}.$$

Расчётная отметка ∇ ФПУ оказалась меньше заданной, следовательно, ∇ ФПУ = 186 метров.

6.2.5 Построение оголовка плотины

По проектному напору определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Координаты для построения оголовка представлены в таблице Г.1 приложение Г.

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2318^2}{(96+(6-1) \cdot 2)^2 \cdot 9,81}} = 3,77\text{ м}. \quad (6.25)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 185 - 156 = 29\text{ м}. \quad (6.26)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = 3,77 = 7,69. \quad (6.27)$$

Принимаем, что длина сливной грани - средняя, коэффициент скорости $\varphi=0,95$.

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определим ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,278,$$

$$\xi''_c = 2,55.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,278 \cdot 3,77 = 1,05\text{ м}, \quad (6.28)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,55 \cdot 3,77 = 9,62, \quad (6.29)$$

$$h_{НБ} = 6,9\text{ м},$$

$$9,62\text{ м} > 6,9\text{ м}.$$

Значит прыжок отогнанный. В качестве гасителя энергии принимаем водобойный колодец.

6.2.7 Гидравлический расчет водобойного колодца

Гидравлический расчет водобойного колодца.

Величина перепада, образующегося при выходе потока из водобойного колодца в русло нижнего бьефа ΔZ , определяется по формуле:

$$\Delta Z = \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{\text{НБ}}^2} - \alpha \cdot \frac{q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c^{\text{н}})^2}, \quad (6.30)$$

где $\sigma = 1,1$ коэффициент запаса.

Получаем:

$$\Delta Z = \frac{21,877^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 6,9^2} - 1,1 \cdot \frac{21,877^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,62)^2} = 0,33 \text{ м.}$$

$$q = \frac{Q_p}{B + \delta_6 \cdot (n-1)} = \frac{2318}{96 + 2 \cdot (6-1)} = 21,87 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.31)$$

Глубина водобойного колодца определяется по формуле:

$$d_k = \sigma \cdot h_c^{\text{н}} - (h_{\text{НБ}} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 9,62 - (6,9 + 0,33) = 3,35 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Длина гидравлического прыжка:

$$L_{\text{П}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\text{н}} - h_c^{\text{н}}) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,62 - 1,05) = 43,05 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Длина водобойной плиты принимается:

$$L_{\text{ВОД}} = 0,8 \cdot L_{\text{П}} = 34,44 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c^{\text{н}}} = 0,15 \cdot 20,86 \cdot \sqrt{1,05} = 3,20 \text{ м,} \quad (6.35)$$

где v_c — скорость потока в сжатом сечении по формуле:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_0) \cdot h_c^{\text{н}}} = \frac{2318}{(96 + 2 \cdot (6-1)) \cdot 1,05} = 20,86 \text{ м/с,} \quad (6.36)$$

6.2.8 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.37)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно;

$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 185 - 149,45 = 35,55 \text{ м};$

$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНА} - (\delta_B + dk) = 156 - (3,2 + 3,35) = 149,45 \text{ м}.$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.38)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$\text{tg}\varphi = 0,7.$

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт и построен графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.1).

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

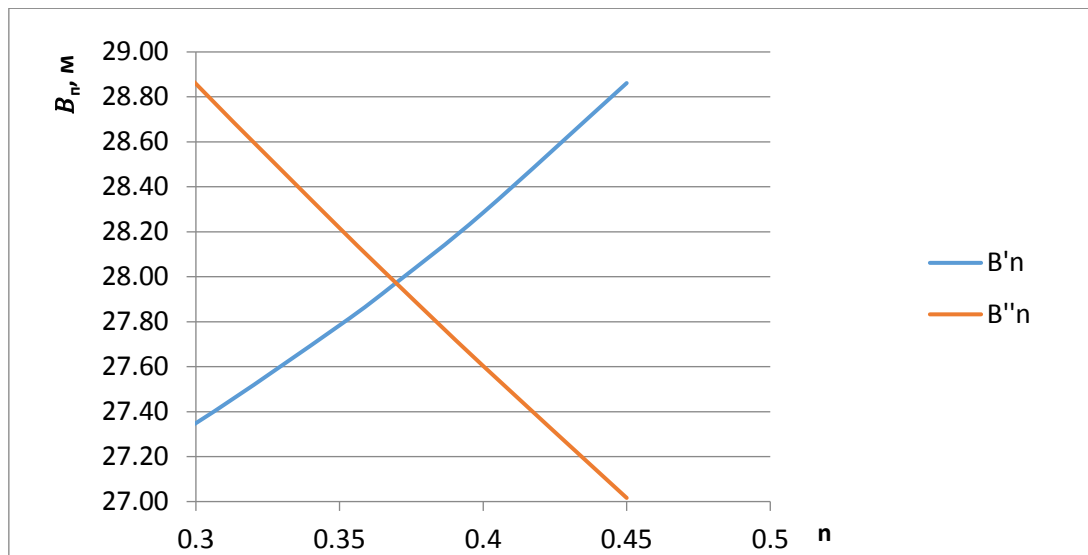


Рисунок 6.1 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,37$ и $B_n = 27,97$ м. Примем $B_n = 28$ м.

6.2.9 Быки. Галереи

Оголовок быка выполняется полукруглым. Толщину принимаем 2 м, быки неразрезные. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Пазы рабочих затворов располагают на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаются в верхний бьеф. Величина ремонтного паза 0,6 м, рабочего 1 м.

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровая галерея, размером 2х2,5 м, расположена через 13 м по высоте от буровой галереи, устраиваемой для цементации.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5 м.

6.2.10 Основные размеры цементационной завесы

Конструирование цементационной завесы.

Расстояние от напорной грани до центра завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_n, \quad (6.39)$$

где B_n - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 28 = 2,8 \text{ м.}$$

Расстояние от центра цем. завесы до центра дренажа l_2 примем равным 5 метрам.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 27 = 13,5 \text{ м.} \quad (6.40)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - h_{\text{НБ min}}$
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h = \frac{16,2}{15} \cdot 1,25 = 1,35 \text{ м,} \quad (6.41)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;
 $J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;
 $\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надёжности.

6.2.11 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи. Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{Hd \cdot \gamma n}{I_{\text{кр},m}}, \quad (6.42)$$

$$a_{\text{др}} = \frac{29 \cdot 1,25}{25} = 1,45 \text{ м,}$$

где Hd – напор над расчетным сечением = 30 м,
 $\gamma n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения
 $I_{\text{кр},m} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.
Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2 м, диаметр скважины принимаем равным 0,2 м.
Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 13,5 = 6,75 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,8 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.2.12 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраивается водобойный колодец и рисберма.

Основные параметры водобоя, рассчитанного ранее:

$$l_{\text{в}} = 34,44 \text{ м}$$

$$\delta_{\text{в}} = 3,2 \text{ м}$$

$$d_{\text{к}} = 3,35 \text{ м.}$$

Длина рисбермы принимается 18 м, т.е. 3 плиты 6х6 м. Железобетонные плиты устраиваются в шахматном порядке. Толщину плит примем равной 1,5 м.

6.3 Определение основных нагрузок на бетонную водосливную плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные.

6.3.1 Вес сооружения и механизмов

Площадь поперечного сечения водосливной плотины и бычка рисунок Г.1 приложения Г:

$$S_{\text{пл}} = 288,85 \text{ м}^2 ; S_{\text{б}} = 411,15 \text{ м}^2$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{288,85 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 2} = 6045,05 \text{ кН/м}, \quad (6.44)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{411,15 \cdot 2 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 2} = 1075,57 \text{ кН/м}; \quad (6.45)$$

Площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (186 - 180 + 0,5) \cdot 16 = 104 \text{ м}^2. \quad (6.46)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 104 \sqrt{104} \cdot 9,81 = 572,24 \text{ кН.} \quad (6.47)$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ГВ})^2 \cdot 0,5 \cdot b = 1000 \cdot 9,81(5)^2 \cdot 8 = 1962 \text{ кН.} \quad (6.48)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{572,24}{16} = 35,765 \text{ кН/м.} \quad (6.49)$$

6.3.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
с верхнего бьефа и нижнего бьефа:

$$T_{B1} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 29^2}{2} = 4125,105 \text{ кН/м.} \quad (6.50)$$

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2^2}{2} = 19,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.51)$$

Пригруз воды в НБ:

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 1,686 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 16,54 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.52)$$

где $S_{\text{эп}} = 1,686 \text{ м}^2$ - площадь эпюры пригруза.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 126,897 \cdot 10 = 1268,97 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.53)$$

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_t = 8,55 \text{ м}; H_{as} = 10,8 \text{ м}; H_u = 35,55 \text{ м}; H_d = 27 \text{ м}; H_{dr} = 5,4 \text{ м.}$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 160,28 \cdot 10 = 1602,8 \text{ кН/м.} \quad (6.54)$$

6.3.3 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.55)$$

где $\gamma_H = 13 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес наносов во взвешенном;

h_H - толщина слоя наносов;

$\varphi_H = 20$ - угол внутреннего трения наносов.

Давление грунта на вертикальную грань сооружения со стороны верхнего бьефа:

$$p_1 = 13 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.56)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_1 \cdot h_H}{2} = \frac{19,1 \cdot 3}{2} = 28,64 \text{ кН}. \quad (6.57)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа.

$$p_2 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45 - \varphi_{\text{гр}}/2) - 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}(45 - \varphi_{\text{гр}}/2), \quad (6.58)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{в}}, \quad (6.59)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ - удельный вес сухого грунта (для долерита 25 кН/м);

n_0 - пористость сухого грунта (для долерита 0,25);

$\gamma_{\text{в}}$ - удельный вес воды.

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 25 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 17,5 \text{ кН/м};$$

$$p_2 = 13 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 35/2) - 80 \cdot \operatorname{tg}(45 - 35/2) = -72,69 \text{ кН/м}^2,$$

где $\varphi_{\text{гр}} = 35$.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_3 = (h_n \gamma_n + h_{гр} \gamma_{гр}) \cdot tg^2(45 - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot tg(45 - \varphi_{гр}/2) = \\ = (3 \cdot 13 + 6,55 \cdot 25) \cdot tg^2(27,5) - 2 \cdot 80 \cdot tg(27,5) = 22,24 \text{ кН/м}^2. \quad (6.60)$$

$$E_{гр} = \frac{P_2 + P_3}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-72,69 + 22,24}{2} \cdot 6,55 = -403,25 \text{ кН}. \quad (6.61)$$

Вследствие большого сцепления активное давление грунта на плотину отсутствует.

5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л.Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.62)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,85^2}{24,69} = 0,44 \text{ м}; \quad (6.63)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,85 \left(\frac{24,69}{3,14} + \frac{0,44}{2} \right) = 73,42 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя ВВ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{24,69}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,85 = 3,24 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{волн} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} - \gamma_c = 185 - 149,45 - 3,24 = 32,32 \text{ м}. \quad (6.65)$$

6.4 Расчёт прочности бетонной водосливной плотины

Полученные нагрузки сводятся в таблицу 6.1. Для каждой силы по СНиП определяется коэффициент надёжности по нагрузке, указывается направление действия силы и плечо силы (если момент силы по часовой стрелке, то знак «плюс», если против – «минус»). Эпюры нагрузок представлены в приложении Г, рисунок Г.1. Эпюры напряжений представлены на рисунке Г.2.

Таблица 6.1 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
T_B	1,0	→	4125.11	9.7	40013.52
T_H	1,0	←	19.62	0.67	-13.15
G_6	0,95	↓	1075.57	8.06	-8235.63
$G_{пл}$	0,95	↓	6045.05	6.62	-38017.34
$W_{взв}$	1,0	↑	1268.97	4.85	-6154.51
W_ϕ	1,0	↑	1602.86	6.91	11075.77
E_H	1,2	→	28.64	1.01	34.72
$W_{волн}$	1,0	→	73.41	24.74	1816.27
q_3	0,9	↓	35.77	11.86	-381.76
$W_{пр}$	1	↓	16.53966	5.91	97.75
ΣM	6390.16				

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении, проходящем через подошву плотины плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.66)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 b – ширина подошвы плотины.

$$N = 1021,79 + 5742,80 - 1268,97 - 1602,86 + 32,19 + 16,54 = 3941,49 \text{ кН};$$

$$\sigma_y^u = -\frac{3941,49}{28} + \frac{6 \cdot (6390,16)}{28^2} = -91,86 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.67)$$

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.68)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -91,86 \cdot 0 - 10 \cdot 35,55 \cdot (1 - 0) = -355,54 \text{ кН/м}^2; \quad (6.69)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 ; \quad (6.70)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -91,86 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 35,55 \cdot 0 = -91,86 \text{ кН/м}^2; \quad (6.71)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 35,55 = -355,5 \text{ кН/м}^2 . \quad (6.72)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{3941,49}{28} - \frac{6 \cdot (-6390,16)}{28^2} = -189,67 \text{ кН/м}^2 ; \quad (6.73)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -48,89 \text{ кН/м}^2 , \quad (6.74)$$

где $m_t = \text{ctg } \alpha_2 = 0,78$, где $\alpha_2 = 52^\circ$ – угол между низовой гранью и горизонтальной линией.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 8,55 - 189,67) \cdot 0,78 = 81,23 \text{ кН/м}^2. \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 8,55 = -85,54 \text{ кН/м}^2; \quad (6.76)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -189,67 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 8,55 \cdot 0,78^2 = -253,03 \text{ кН/м}^2; \quad (6.77)$$

6.5 Критерии прочности бетонной водосливной плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.78)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 1$;

$$R_b = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 355,5}{1} = 444,375.$$

Для бетона класса В3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$ условие выполняется, т.к. $2100 \text{ кН/м}^2 > 444,375 \text{ кН/м}^2$.

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0;$$

$$-91,86 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u; \quad (6.79)$$

$$91,86 \text{ кН/м}^2 > 88,883 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, а значит, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.6 Расчет устойчивости бетонной водосливной плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

В расчете необходимо учесть вес зуба, действующее на него гидростатическое давление и горизонтальную составляющую гидростатического давления с НБ..

Площадь поперечного сечения с учетом зуба:

$$S_{\text{пл}} = 343,24 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{343,24 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 2} = 7183,3 \text{ кН/м}. \quad (6.80)$$

Вес быка и точка его приложения:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_b} = \frac{465,54 \cdot 2 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 2} = 1217,9 \text{ кН/м}. \quad (6.81)$$

Гидростатическое давление на зуб:

$$T_{b2} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_b = 54,6 \cdot 10 = 546 \text{ кН/м}. \quad (6.82)$$

Полное гидростатическое давление с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = T_{\text{в1}} + T_{\text{в2}} = 4125,1 + 546 = 4671 \text{ кН/м}. \quad (6.83)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 8,55^2}{2} = 358,57 \text{ кН/м}. \quad (6.84)$$

Пригруз воды в НБ:

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 32,82 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 321,96 \text{ кН/м}, \quad (6.85)$$

где $S_{\text{эп}} = 32,82 \text{ м}^2$ - площадь эпюры пригруза.

Сбор нагрузок для расчета плотины на устойчивость представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Сбор нагрузок для расчета плотины на устойчивость

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН
$T_{\text{в}}$	1	→	4671.11
$T_{\text{н}}$	1	←	358.57
$G_{\text{б}}$	0.95	↓	1217.85
$G_{\text{пл}}$	0.95	↓	7183.33
$W_{\text{взв}}$	1	↑	1268.97
$W_{\text{ф}}$	1	↑	1602.86
$E_{\text{н}}$	1.2	→	28.64
$W_{\text{волн}}$	1	→	73.41
$Q_{\text{з}}$	0.9	↓	35.77
$W_{\text{пр}}$	1	↓	321.96

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.86)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_{\text{з}} + W_{\text{пр}}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (7183,33 + 1217,85 - 1268,97 - 1602,86 + 35,77 + 321,96) \cdot \\ &\cdot 0,7 + 80 \cdot 28 = 6360,95 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.87)$$

где $tg\varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта основания;
 $c = 80 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;
 $\omega = B_{\Pi} \cdot 1 = 28 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 4671,11 - 358,57 + 73,41 + 28,64 = 4414,60 \text{ кН/м} . \quad (6.88)$$

Таким образом условие на сдвиг примет следующий вид:

$$\frac{6360,95 \cdot 0,95}{4414,60 \cdot 1} = 1,368 ;$$

$$1,368 > 1,25 .$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Углегорской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Углегорской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Экимчанской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Экимчанской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования»;
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328;
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

2 Охрана труда Углегорской ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Экимчанской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний

работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;

- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;

- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;

- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места

ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;

- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;

– учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

– организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

– организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

– обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

– установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;

- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпульты, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ).

Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);

– Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);

– Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);

– Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) ;

– Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);

– Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).

– Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

– Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;

– Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;

– Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Экимчанская ГЭС относятся:

– создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

– подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

– сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

– выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

– образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

– переселение животных и пересадка редких растений;

– переселение населения из зоны затопления.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

– санитарная очистка территорий населенных пунктов;

– вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

– санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

– мониторинг водоохранных зон;

– очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;

– возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

– при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каналы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Углегорского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесочистке.

Ориентируясь на проект нормативов допустимого воздействия по бассейну р.Зея 2015г, можно сказать, что содержание в воде выявленных тяжёлых металлов в отдельности не оказывает значительного негативного влияния. Качество воды по данным показателям можно охарактеризовать как «слабозагрязнённая тяжёлыми металлами», а экологическое состояние – «благоприятное». Основные источники загрязнения – предприятия электротехнической, целлюлозно-бумажной, машиностроительной, горнодобывающей промышленности.

В регионе строительства можно встретить редких животных: кабаргу, изюбра, бурого медведя, а также большое количество птиц. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации, необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Углегорского гидроузла на них. Также необходимо совместно с представителями Дирекции по охране и использованию животного мира и особо охраняемых природных территорий Амурской области составить программу, главной целью которой будет отвлечение животных от мест их обитания, которые попадают в зону затопления. Одним из вариантов решения проблемы может стать устройство специальных подкормочных мест.

Воды богаты различными рыбами: амурским носатым пескарём, владиславией, жерехом, чебаком, тайменем, хариусом. Поэтому в соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Зея на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Зея необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ в концентрациях, не превышающими ПДК.

6.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1.) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (622774 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³);

$$M = \frac{622774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28023 \text{ т.}$$

2.) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Удельный норматив образования отходов принимается также по формуле (6.1).

$$M = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода;
- внутренняя норма доходности.

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	336	336	336	336
Число часов использования установленной мощности	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии, МВт·ч	141120 0	141120 0	141120 0	141120 0
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	1176	1176	1176	1176
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	141002 4	141002 4	141002 4	141002 4
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1079,75	1112,75	1145,67	1177,58
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	126,8	130,7	134,6	138,4
НДС к выручке, млн.руб.	19,3	19,9	20,5	21,1

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;

- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 276 месяцев, период окупаемости 77 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2016 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	85
Прочие расходы	274	92
Итого		178

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов по таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования %

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 16 лет	0,09
От 17 до 25	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (таблица 8.4).

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб/МВт	45,5
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт*ч	3,2
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт*ч	0,9
Итого		49,6

Налог на воду, в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации для реки Селемджа, составляет 12 рублей за 1 тыс. кВт*ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	44,47	52,96	53,52	53,52
Расходы на страхование, млн.руб.	12,47	13,66	13,15	12,64
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	59,27	177,81	177,81	177,81
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,78	1,28	1,23	1,18
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	16,53	49,60	49,60	49,60
Налог на воду, млн.руб.	10,16	33,38	34,84	34,84
Итого, млн.руб.	143,68	328,69	330,14	329,58

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

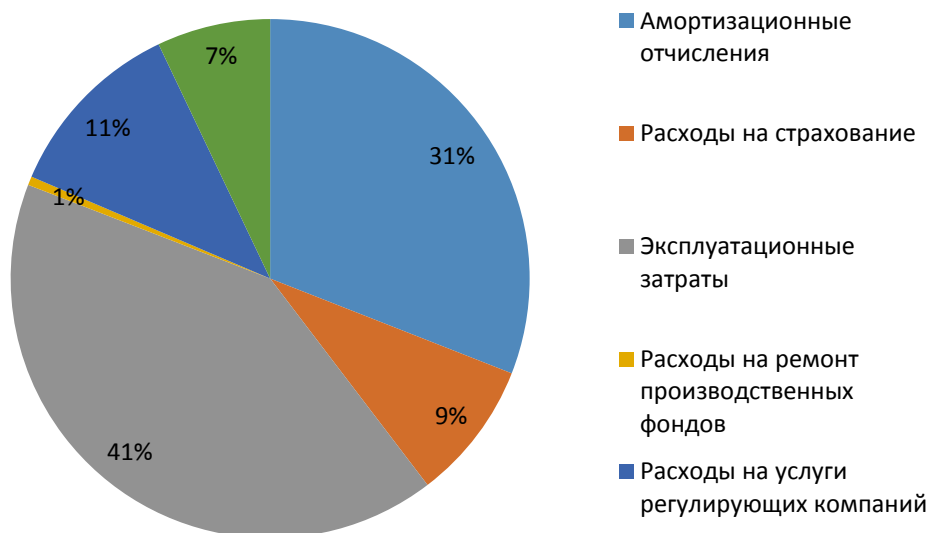


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат , %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 12 руб.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	497,0	536,0	554,0	570,4
НДС, млн.руб.	471,4	506,8	522,8	537,3
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,3	4,3	4,3	4,3
Налог на имущество, млн.руб.	30,9	30,4	29,2	28,1

8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	2739,6	2823,2	2911,4	2991,8
Текущие расходы, млн.руб.	328,7	330,1	329,6	329,0
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	2410,9	2493,1	2581,8	2662,7
EBIT (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	2410,9	2493,1	2581,8	2662,7
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	482,2	498,6	516,4	532,5
Справочно: Ставка налога на прибыль T, %	1928,7	1994,4	2065,4	2130,2

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

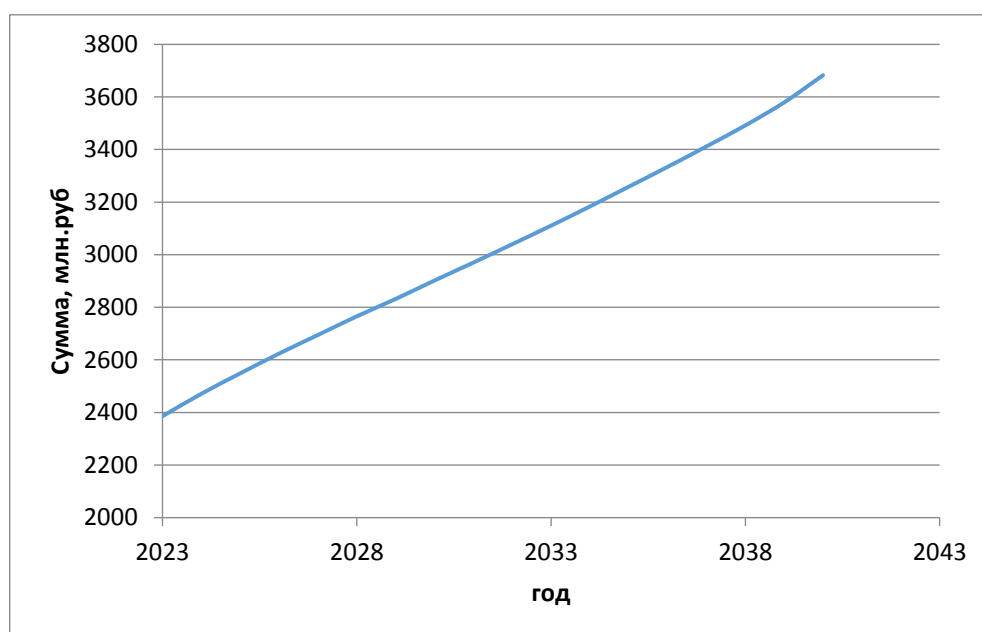


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Углегорской ГЭС мощностью 366 МВт составляет 20 лет;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке – 1 квартал 2017 года.

Рост тарифа на электроэнергию для Амурской области принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	69
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	10810
Индекс прибыльности - PI	1,75
Себестоимость руб./кВт·ч	0,11
Удельные капиталовложения, руб./кВт	81211

8.7 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального

бюджетов. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	194,7	1036,9	1112,5	1145,3	1175,0
В Федеральный бюджет, млн. руб.	162,2	1001,7	1077,7	1111,7	1142,6
В региональный бюджет, млн. руб.	28,2	30,9	30,4	29,2	28,1

Налоговые поступления увеличиваются из-за роста выручки от реализации электроэнергии.

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период.

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Результаты отражены на рисунках 8.3, 8.4 и 8.5.

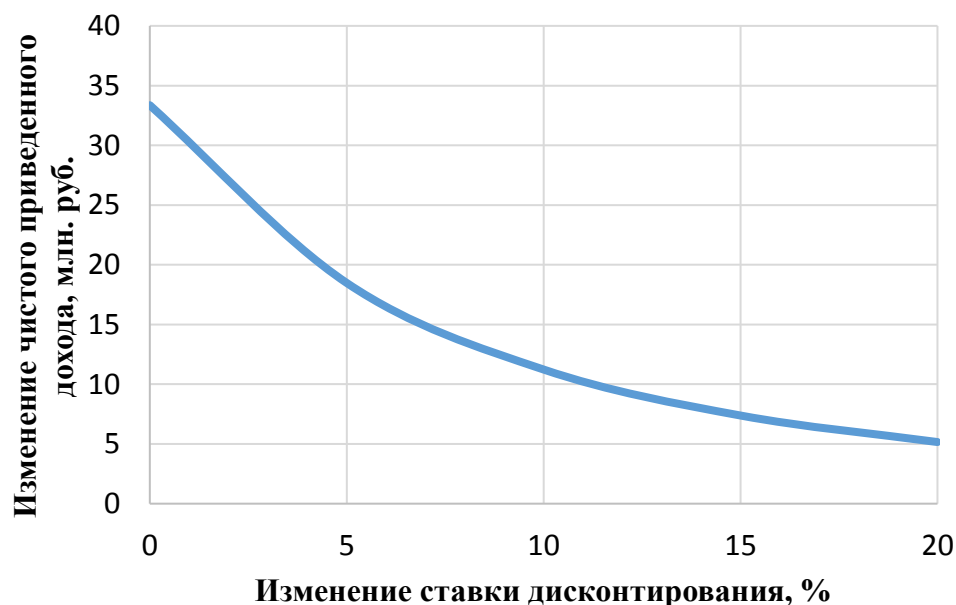


Рисунок 8.3 - Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению значения

NPV, уменьшение – обратный эффект.

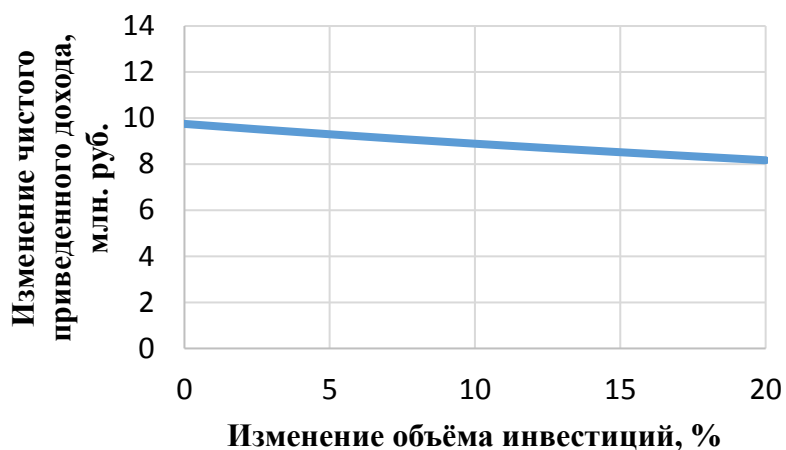


Рисунок 8.4 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения объема инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

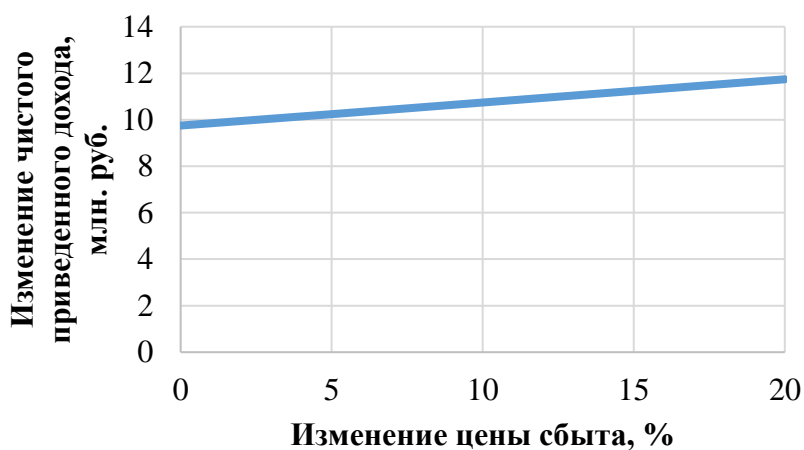


Рисунок 8.5 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению NPV, увеличение – к его росту.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- увеличение объема инвестиций продукции;
- уменьшение цены сбыта продукции;
- увеличение ставки налогов.

9 Кабельное хозяйство ГЭС

На электрических станциях и подстанциях применяются кабельные сети различного назначения. Прокладываются силовые кабели напряжением 6, 10, 20 кВ, отходящие от распределительных устройств станции за пределы территории, служащие для электроснабжения потребителей местного района; силовые кабели сетей собственных нужд напряжением 6 и 3 кВ и 600, 380, 380/220, 220 В.

Усовершенствование технологий производства кабелей, их прокладки и монтажа приводит к снижению капитальных вложений на сооружение КЛ. На сегодняшний день капитальные вложения в современные подземные высоковольтные КЛ могут в 5 раз и более превышать затраты на сооружение воздушных линий. Однако учет экономических и эксплуатационных факторов (минимальный землеотвод, высокая надежность, меньшие издержки при техническом обслуживании, меньшие потери, высокая устойчивость к кратковременным перегрузкам и др.) может существенно снизить это соотношение в пользу кабелей.

9.1 Определения

Кабельная линия- это линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Кабельным сооружением называется сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслонаполненных кабельных линий. К кабельным сооружениям относятся: кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты.

Кабельным туннелем называется закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельный канал- это закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т. п. непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии.

Кабельная шахта - вертикальное кабельное сооружение (как правило, прямоугольного сечения), у которого высота в несколько раз больше стороны сечения, снабженное скобами или лестницей для передвижения вдоль него

людей (проходные шахты) или съёмной полностью или частично стенкой (непроходные шахты).

Кабельным этажом называется часть здания, ограниченная полом и перекрытием или покрытием, с расстоянием между полом и выступающими частями перекрытия или покрытия не менее 1,8 м.

Двойной пол - полость, ограниченная стенами помещения, междуэтажным перекрытием и полом помещения со съёмными плитами (на всей или части площади).

Кабельной эстакадой называется надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяжённое кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

Кабельной галереей называется надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) горизонтальное или наклонное протяжённое проходное кабельное сооружение.

Короб - это закрытая полая конструкция прямоугольного или другого сечения, предназначенная для прокладки в ней проводов и кабелей. Короб должен служить защитой от механических повреждений проложенных в нем проводов и кабелей. Короба могут быть глухими или с открываемыми крышками, со сплошными или перфорированными стенками и крышками. Глухие короба должны иметь только сплошные стенки со всех сторон и не иметь крышек. Короба могут применяться в помещениях и наружных установках.

Лоток - открытая конструкция, предназначенная для прокладки на ней проводов и кабелей. Лоток не является защитой от внешних механических повреждений проложенных на нем проводов и кабелей. Лотки должны изготавливаться из негорючих материалов. Они могут быть сплошными, перфорированными или решетчатыми. Лотки могут применяться в помещениях и наружных установках.

9.2 Типы применяемых материалов и кабелей

В настоящее время наиболее распространенным типом кабелей высшего напряжения, применяемых на гидроэлектростанциях, являются маслонаполненные кабели среднего и высокого давления. Однако данный вид кабеля имеет ряд недостатков. В связи с этим, в новых проектах целесообразно применять другие технологии изготовления. Наиболее прогрессивным вариантом является использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Главное достоинство кабелей, изготовленных по данной технологии, состоит в повышении надежности кабельной линии. Это связано с улучшенным качеством кабеля, уменьшением его габаритов, а также отсутствием жидких компонентов, что приводит к возможности расширить диапазон окружающих температур и делает его монтаж и эксплуатацию более экологичным.

Сравнительные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и маслонаполненных кабелей приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1.- Сравнительные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и маслонаполненных кабелей.

Характеристики	СПЭ-кабель	Маслонаполненный кабель
Длительно допустимая температура жилы	90	85

Окончание таблицы 9.1

Допустимая температура в аварийном режиме	130	90
Максимально допустимая температура жилы при протекании тока КЗ	250	200
Допустимая плотность 1-секундного тока КЗ, А/мм ² для медной жилы для алюминиевой жилы	144 93	101 67
Относительная диэлектрическая проницаемость при t 20С	2,4	3,3
Тангенс угла диэлектрических потерь при t 20С	0,001	0,004

КСПЭ предназначены для эксплуатации в стационарном состоянии при температуре окружающей среды:

- от минус 50 до плюс 50°С - для кабелей марок ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу;

- от минус 40 до плюс 50°С - для кабелей марок ПвВнг, АПвВнг.

Кабели все марок предназначены для эксплуатации при относительной влажности воздуха до 98 % при температуре до плюс 35°С

Дополнительные области и условия применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена:

- кабели марок ПвП, АПвП, ПвПу и АПвПу предназначены для эксплуатации в стационарном состоянии при прокладке в земле (в траншеях) или бетонных лотках независимо от степени коррозионной активности грунтов и вод, если кабель защищен от механических повреждений.

- кабели указанных марок с индексом «г» или «2г» предназначены для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и сырых, частично затопливаемых сооружениях, при соблюдении мер, исключающих механическое повреждение кабеля.

- кабели марок ПвПу и АПвПу предназначены для прокладки на трассах сложной конфигурации, где при прокладке кабелей по трассе КЛ много поворотов, влияющих на допустимое тяжение кабеля, а также возможно механическое повреждение кабеля при его монтаже и эксплуатации.

В качестве силовых кабелей сетей собственных нужд напряжением 600, 380, 220 В принимаем кабели с пластмассовой изоляцией.

Поставки кабелей для проектируемой Углегорской ГЭС будет осуществлять российская компания «Камский кабель».

9.3 Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 - 35 кВ

Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 10-35 кВ номинальной частотой 50 Гц в сетях с заземленной или изолированной нейтралью.

Кабели по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам должны соответствовать требованиям стандарта «Силовые кабельные линии напряжением 0,4-35 кВ. Условия создания. Нормы и требования» и техническим условиям предприятия - изготовителя кабельной продукции.

В кабельных распределительных электрических сетях применяются кабели с изоляцией из СПЭ в одножильном или трёхжильном исполнении (3 одножильных кабеля с изоляцией из СПЭ, скрученные между собой без наложения общей оболочки и трехжильные кабели с общим металлическим экраном и наружной оболочкой, в том числе, бронированные). Преимущественное исполнение одножильное, что обусловлено технико-экономическими преимуществами одножильных кабелей в сравнении с трехжильными

Конструкции кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена последнего поколения отличаются наличием герметизирующих элементов, препятствующих распространению влаги по токопроводящей жиле или в области металлического экрана. Такие кабели содержат водоблокирующие элементы, наложенные в виде обмотки водонабухающей ленты или водонабухающего порошка, введенного в промежутки между проволоками токопроводящей жилы или металлического экрана. Пример конструктивного исполнения одножильного кабеля на напряжение 10-35 кВ приведен на рисунке 9.1.

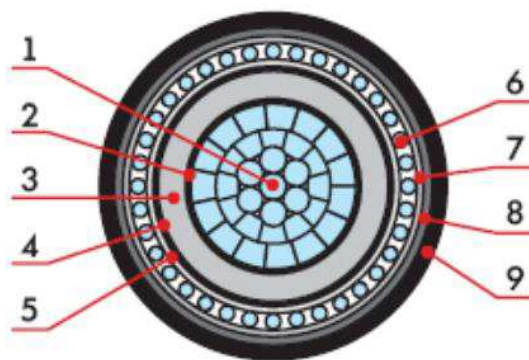


Рисунок 9.1 – Конструктивное исполнение одножильного кабеля СПЭ на напряжение до 35 кВ

1 - круглая многопроволочная уплотненная алюминиевая или медная токопроводящая жила (ТПЖ);

- 2 - экран по ТПЖ (экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена);
 - 3 - изоляция кабеля (сшитый полиэтилен Пв);
 - 4 - экран по изоляции (экструдированный полупроводящий слой из СПЭ);
 - 5 - слой электропроводящей бумаги или электропроводящей водоблокирующей ленты (г);
 - 6 - экран из медных проволок сечением 16, 25, 35 мм², поверх которых наложена медная лента;
 - 7 - разделительный слой из кабельной бумаги или прорезиненной ткани;
 - 8 - полимерная лента;
 - 9 - оболочка - полиэтилен повышенной твердости (П), полиэтилен с увеличенной толщиной оболочки (Пу), поливинилхлоридный пластикат (В), пластикат повышенной пожарной безопасности (Внг-LS), полимерная композиция пониженной горючести, не содержащая галогенов (Пнг - HF).
- Современная конструкция кабеля включает экран из медных проволок общим сечением экрана 16, 25, 35 и 50, 70, 95 мм².
- Срок службы кабелей не менее 30 лет при соблюдении условий хранения, прокладки и эксплуатации.

9.4 Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ

Конструктивно кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110 кВ (марок ПвП, ПвПу, АПвП, АПвПу) состоит из круглой многопроволочной медной или алюминиевой жилы сечением от 185 до 800 мм², полупроводящего слоя по жиле, изоляции из сшитого полиэтилена толщиной 15-16 мм, полупроводящего слоя по изоляции, полупроводящей ленты, экрана из медных проволок и медной ленты, полупроводящей ленты, оболочки из полиэтилена или ПВХ пластиката.

Для обеспечения продольной герметизации в кабелях индексом “Г” используется слой водонабухающего материала. При контакте с водой этот слой разбухает и формирует продольный барьер, предотвращая распространение влаги при повреждении наружной оболочки.

Кабели имеют оболочку из черного полиэтилена. Кабели с индексом “У” имеют усиленную полиэтиленовую оболочку с продольными ребрами жесткости (используются при прокладке на сложных участках кабельных трасс).

Все кабели комплектуются соответствующей кабельной арматурой, состоящей из элементов заводской сборки (изолирующие части и конуса изготавливаются из силиконовой резины), включая концевые муфты наружной установки, муфты для ввода в элегазовые КРУ и трансформаторы, соединительные муфты.

9.5 Муфты

Широкое применение находят следующие кабельные муфты:

- композитные концевые муфты наружной установки типа (корпус муфты состоит из резиновой трубки, усиленной стекловолокном, с юбками из силиконовой резины; конус выравнивания напряженности электрического поля выполнен из силиконовой резины; пространство между конусом, изоляцией кабеля и внутренней поверхностью корпуса заполнено силиконовым маслом; для герметизации используются термоусаживаемые компоненты; для соединения применяется болтовой соединитель со срывными головками);

- сухие концевые муфты наружной установки без заполнения маслом (силиконовый резиновый корпус с юбками со встроенным контактным электродом; силиконовый конус выравнивания напряженности электрического поля; металлическое подпружинивающее кольцо; изолированный кабельный сальник; болтовой соединитель со срывными головками);

- соединительные и экранно-разделительные муфты типа (конструкция состоит из трех предварительно изготовленных на заводе частей – соединителя, адаптеров из силиконовой резины, включая конусы выравнивания, и корпуса муфты из силиконовой резины; встроенная блокировка влаги с использованием термоусаживающихся компонентов; соединительные гильзы со срывными головками).

Силовые кабели прокладываются либо непосредственно в траншее, либо в специальном туннеле. Вдоль трассы прокладки кабеля предусматриваются подземные колодцы для монтажа соединительных муфт. Для механизации рытья траншей и прокладки кабелей используются специальные машины. В каждом проекте учитывается специфика прокладки кабеля и, соответственно, корректируется его предельная пропускная способность по току.

9.6 Выбор кабельной линии для определенного потребителя

Произведем выбор кабеля для МНУ 6.3/1 – 40-8-2, общая потребляемая мощность которой 60 кВт.

Электропитание САУ МНУ обеспечивается от источника переменного тока номинальным напряжением 220 В ($\pm 10\%$) и частотой 50 Гц;

Выбор кабеля с пластмассовой изоляцией проводится по напряжению,

Номинальное сечение токопроводящих жил кабелей выбирается по длительно допустимому току. Длительно допустимый ток кабельной линии определяется исходя из передаваемой мощности по формуле:

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi} = \frac{60}{220 \cdot 0,95} = 278,29 \text{ А}, \quad (9.1)$$

где P – передаваемая мощность, кВт

U – номинальное линейное напряжение,

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Допустимый ток длительный ток для кабелей с медными жилами с пластмассовой изоляцией на напряжение 220 В, А представлен в таблице 9.2.

Используя представленные ниже данные выбираем сечение 95 мм².

Таблица 9.2- Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с пластмассовой изоляцией на напряжение до 220 В

Сечение токопроводящих жил, мм	Размеры в амперах
	Медные жилы проводов и кабелей
	одножильный
50	179
70	226
95	280
120	326

Сечение проводника по условию экономической плотности тока определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I}{j_{\text{э}}} = \frac{278,29}{3,1} = 89,77 \text{ А}, \quad (9.2)$$

где I - расчетный ток линии, А;

$j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, А/мм кв., зависит от часов нагрузки.

Полученное по сечение проводника округляется до ближайшего стандартного сечения 95 мм², что не противоречит расчетам приведенным ранее. Выбираем кабель силовой медный с 1 медными токонесущими жилами сечением 95 квадратных миллиметров, в изоляции и оболочке из негорючего поливинилхлоридного пластика ВВГнг - 1×95

9.7 Требования по монтажу

В помещениях здания станции, распределительных устройств и вспомогательных служб кабели различного назначения группируются по блокам и ячейкам в потоки. Для прокладки этих кабелей предусматриваются специальные кронштейны по стенам, подвесы под потолком, кабельные каналы, лотки, галереи и коридоры. Все кабельные сооружения выполняются из негорючих материалов.

Ведение работ по прокладке кабеля должно выполняться специализированной монтажной организацией разрешается только после окончания всех строительных работ и приёмки кабельных сооружений и трасс, при наличии проекта производства работ и арматуры для данной КЛ. Также до начала монтажных мероприятий, необходимо выполнить входной контроль по специальной программе.

Кабельные сооружения всех видов должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества

кабелей, предусмотренного проектом. Данный резерв необходим для замены кабелей в процессе монтажа, дополнительной прокладки в последующей эксплуатации и др.

Монтаж кабельных линий должен выполняться с учетом следующих требований:

- при температуре воздуха ниже допустимой прокладка кабелей допускается только после их предварительного подогрева (рекомендуется подогрев кабеля выдержкой в обогреваемом помещении с температурой до 40 °С, продолжительность подогрева регламентируется заводом-изготовителем), время проведения работ не должно превышать 30 мин;

- протяжка кабелей может осуществляться: - за оболочку - при помощи закрепленного на ней проволочного чулка; - за токопроводящую жилу - при помощи концевых захвата (для кабелей с однопроволочными жилами) или клинового захвата (для кабелей с многопроволочными жилами);

- металлические экраны кабелей и кабельные металлические конструкции должны быть заземлены в соответствии требованиями СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;

- при параллельной прокладке КСПЭ одножильного исполнения рекомендуется выдерживать расстояние в свету между кабелями отдельной кабельной линии не менее диаметра кабеля;

- при хранении кабелей и в процессе прокладки все обрезанные концы кабеля должны быть закрыты термоусаживаемыми герметизируемыми капами немедленно после того, как кабели были отрезаны, чтобы препятствовать попаданию влаги в жилу и под оболочку;

- кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается. Также необходимо предусмотреть запас по длине КЛ для переразделки или замены кабельных муфт;

- кабели, проложенные горизонтально или вертикально по конструкциям, стенам и перекрытиям должны быть жестко закреплены в конечных точках с обеих сторон изгибов, а на прямых участках не реже, чем через 1 м;

- не допускается совместная прокладка в кабельных сооружениях КЛ 110-500 кВ с КЛ ниже 110 кВ за исключением кабелей 0,4 кВ для технологических нужд;

- конструкции подземных кабельных сооружений должны быть рассчитаны с учетом массы кабелей, динамических сил (действующих на кабели), грунта, дорожного покрытия и нагрузки от проходящего транспорта;

- запрещается выполнение в кабельных сооружениях каких-либо временных устройств, хранение в них материалов и оборудования. Временные кабели должны прокладываться с соблюдением всех требований, предъявляемых к кабельным прокладкам, с разрешения эксплуатирующей организации;

- тяжение кабеля во время прокладки должно осуществляться при помощи проволочного кабельного чулка, закрепляемого на оболочке кабеля, или за

токопроводящую жилу при помощи концевой захвата (или клинового захвата). Усилия тяжения при прокладке кабелей и протягивании их в трубах определяются механическими напряжениями, допустимыми для жил и экранов, которые определяются проектом. Скорость тяжения не должна превышать 18 м/мин;

- каждая кабельная линия должна иметь свой номер или наименование. Если КЛ состоит из нескольких параллельных кабелей, то каждый из них должен иметь тот же номер с добавлением букв А, Б, В и т. д. Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками с обозначением на бирках кабелей и концевых муфт марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт - номера муфты и даты монтажа. Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды. На кабелях, проложенных в кабельных сооружениях, бирки должны располагаться по длине не реже чем через каждые 50 м, а в местах прохода кабелей через перегородки (перекрытия) и в местах поворота - с обеих сторон. Бирки на кабель рекомендуется крепить капроновыми, пластмассовыми нитями или проволоками из немагнитных металлов.

9.8 Требования пожарной безопасности

Меры для обеспечения пожарной безопасности:

- кабельные сооружения отделены от других помещений и друг-друга несгораемыми перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.;

- количество выходов из кабельных сооружений должно быть не менее двух. При длине кабельного сооружения не более 25 м допускается иметь один выход;

- двери кабельных сооружений должны быть самозакрывающимися, с уплотненными притворами. Выходные двери из кабельных сооружений должны открываться наружу и должны иметь замки, отпираемые из кабельных сооружений без ключа, а двери между отсеками должны открываться по направлению ближайшего выхода и оборудоваться устройствами, поддерживающими их в закрытом положении.

- кабельные галереи должны делиться на отсеки несгораемыми противопожарными перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Длина отсеков галерей должна быть не более 150 м при прокладке в них кабелей до 35 кВ и не более 120 м при прокладке маслонаполненных кабелей;

- кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, должны быть выполнены из несгораемых материалов, принимаем стальные лотки;

- оболочки кабелей должны быть обработаны специальными составами, которые не распространяют горение;

- принимаем пожарную сигнализацию на основе дымовых извещателей в соответствии с существующими нормами по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий;

- система пожаротушения – водяная.

- кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, должны быть выполнены из негорючих материалов, принимаем стальные лотки;

- оболочки кабелей должны быть обработаны специальными составами, которые не распространяют горение.

В качестве примера проектирования системы водяного пожаротушения рассмотрим расчет для кабельной секции.

Расчет производится по наиболее удаленной секции с наибольшей защищаемой площадью и расходом.

Согласно ПНБ 88-2001*, необходимое количество воды для тушения пожара равно:

$$Q = q \cdot S = 0,142 \cdot 45 = 6,39 \text{ л / с}, \quad (9.3)$$

где q - требуемая интенсивность орошения, (согласно п. 2.1 РД 153-34.0-49.105-01 q должна быть не менее $0,142 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$).

S - площадь для расчета расхода воды, м^2 . ($S=15 \times 3=45 \text{ м}^2$)

Расчетный расход воды, через ороситель:

$$Q_d = k \cdot \sqrt{H} = 0,47 \cdot \sqrt{10} = 1,48 \text{ л / с}, \quad (9.4)$$

где k – коэффициент производительности оросителя, принимаемый по технической документации на изделие;

H – свободный напор перед оросителем (10 м.).

Принимаем ДВН-12 ороситель дренчерный водяной, $k = 0,47$, защищаемая площадь 12 м^2 .

Фактический расход воды:

$$Q_{\phi} = Q_d \cdot n = 1,48 \cdot 4 = 5,92 \text{ л / с}, \quad (9.5)$$

где n - количество оросителей, размещаемых на защищаемой площади (4 шт).

Видим, что фактический расход Q_{ϕ} не превышает необходимое количество воды, следовательно, принимаем $Q = 6,39 \text{ л/с}$.

Принимаем: тип оросителя – ДВН-12, количество – 4 шт, суммарный расход воды – $6,39 \text{ л/с}$.

9.9 Обслуживание и контроль состояния

Методы контроля кабелей в эксплуатации можно разделить на 2 группы: разрушающего контроля и неразрушающего. К разрушающим относятся испытание повышенным напряжением. Оригинальные заводские инструкции по эксплуатации КСПЭ не содержат требований испытаний повышенным напряжением постоянного тока. В них имеются только рекомендации проведения испытаний переменным током (возможно, пониженной частоты), и то только при вводе в работу или после ремонта.

Главным преимуществом неразрушающих методов испытаний является то, что в момент испытаний кабель не подвергается старению, к ним относятся : измерение сопротивления изоляции, измерение емкости и характеристик частичных разрядов.

Допускается испытание рабочим напряжением в течение суток.

После завершения работ по монтажу кабельных линий провести испытания КЛ с измерением частичных разрядов в концевых кабельных муфтах.

Обходы производятся раз в месяц. При осмотрах открыто проложенных кабелей проверяют отсутствие механических повреждений брони, вмятин, крутых изгибов, защищенность соединительных муфт, правильность раскладки кабелей на опорных конструкциях. Также проверяют также исправность цепей освещения и вентиляции, достаточность средств пожаротушения, состояние несгораемых перегородок и уплотнений кабелей в местах прохода их в другие помещения, отсутствие посторонних предметов и горючих материалов, наличие маркировки кабелей.

9.10 Системы защит

Кабельные вставки в ВЛ должны быть защищены по обоим концам кабеля от грозовых перенапряжений защитными аппаратами (ОПН). Заземляющий зажим защитных аппаратов, металлические оболочки (экраны) кабеля, корпус кабельной муфты должны быть соединены между собой по кратчайшему пути.

При проектировании системы защиты от перенапряжений рекомендуется применять меры по предотвращению воздействия на кабельные вставки из КСПЭ высокочастотных грозовых перенапряжений.

Защита кабельных линий в сетях напряжением 3-10 кВ с изолированной нейтралью:

- для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю;
- защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения;

- защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности;

- на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени;

- на одиночных линиях с двусторонним питанием при наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными;

- в целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим ее восстановлением;

- если ненаправленная или направленная токовая ступенчатая защита не обеспечивает требуемых быстродействия и селективности, допускается предусматривать следующие защиты: дистанционную защиту в простейшем исполнении; поперечную дифференциальную токовую защиту (для сдвоенных кабельных линий); продольную дифференциальную токовую защиту для коротких участков линий; при необходимости прокладки специального кабеля только для продольной дифференциальной защиты длина его должна быть не более 3 км.

- при выполнении защиты параллельных линий 3-10 кВ следует руководствоваться указаниями для параллельных линий в сетях 35 кВ.

- защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде: селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал; селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита кабельных линий в сетях напряжением 20 и 35 кВ с изолированной нейтралью:

- для линий в сетях 20 и 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю;

- защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. В целях

повышения чувствительности к повреждениям за трансформаторами с соединением обмоток звезда-треугольник допускается выполнение трехрелейной защиты;

- защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции;

- при выборе типа основной защиты следует учитывать требования обеспечения устойчивости работы энергосистемы и надежной работы потребителя.

- на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, в целях упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

- на одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными, а дистанционные - с пуском от реле сопротивления. При этом допускается неселективное отключение смежных элементов при КЗ в "мертвой" зоне по напряжению реле направления мощности, когда токовая отсечка, используемая в качестве дополнительной защиты, не устанавливается, например из-за недостаточной ее чувствительности. Защита устанавливается, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

- на коротких одиночных линиях с двухсторонним питанием, когда это требуется по условию быстроты действия, допускается применение продольной дифференциальной защиты в качестве основной. При этом длина кабеля, прокладываемого специально для этой защиты, не должна превышать 4 км. Для контроля исправности вспомогательных проводов защиты следует предусматривать специальные устройства.

- для ускорения отключения повреждения, особенно при использовании токовых ступенчатых защит или ступенчатых защит тока и напряжения, на линиях с двусторонним питанием может быть применена дополнительно защита с контролем направления мощности в параллельной линии. Эта защита может быть выполнена в виде отдельной поперечной токовой направленной защиты или только в виде цепи ускорения установленных защит (максимальной токовой, дистанционной) с контролем направления мощности в параллельной линии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Углегорского гидроузла на реке Зeya, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 4606 и 5522 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 366 МВт и среднегогодовая выработка 1648 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 27,20 м;
- расчетный – 19,80 м;
- минимальный – 15,10 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет м³/с.

По результатам расчетов был определен вариант с десятью гидротурбинами ПЛ30-В-530.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-840/130-52 с номинальной активной мощностью 40 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на 10 присоединений ОРУ 110 кВ – "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ– 100000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ- 1000/10- У3, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 95/16.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с колодцем;
- станционная бетонная плотина;
- левобережная грунтовая плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 149,45 м;
- число водосливных отверстий – 6;

- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- отметка гребня – 180 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,36 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Экимчанского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 5,75 лет;
- себестоимость – 0,11 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 81211 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Углегорской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.el-sib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и

выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. – 180 с.

16. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

17. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

18. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

19. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

20. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

21. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>

22. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

23. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

24. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

25. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

26. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

27. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

28. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

29. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

30. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
32. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
33. СТО 56947007 – 29.060.20.020 – 2009 Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше. – Введ. 22.01.2009. – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 50 с.
34. СТО 56947007 – 29.060.20.071 – 2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 25.03.2011. – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. – 126 с.
35. ГОСТ 31996 - 2012 Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. – Введ. 03.12.2012. – Москва : «СТАНДАРТИНФОРМ, 2012. – 35 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Зeya в створе Углегорской ГЭС с 1950 год по 1999 год.

Расходы в кубических метрах в секунду														
№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср,год
1	1950	15	11	5,5	229	3850	3710	3750	2250	2900	1599	500	370	1599
2	1951	70	36	22	820	4940	2960	1360	3100	1700	900	300	95	1359
3	1952	24	22	9,5	175	3800	5900	4200	2600	5600	890	130	60	1951
4	1953	33	20	20	150	2320	2300	4540	5100	2600	1570	180	85	1577
5	1954	46	35	27	55	4100	2280	6830	1470	1900	770	50	20	1465
6	1955	51	25	17	180	4200	2440	1690	1880	3200	1280	320	110	1283
7	1956	23	15	8,5	14	3200	3540	8750	3500	1850	1000	210	82	1849
8	1957	18	13	10	54	2500	2155	2205	4100	3600	1390	521	180	1396
9	1958	10	10	6	6	2400	6875	2150	1325	2000	1000	60	10	1321
10	1959	40	22	11,5	30	4200	4600	2400	3900	3300	410	300	85	1608
11	1960	66	21	7,5	243	3700	2710	8200	4900	4800	2300	473	258	2307
12	1961	72	31	24	1300	4765	2110	4415	1370	1400	690	170	40	1366
13	1962	87	25	17	16	3500	2050	3300	7100	6700	1240	240	120	2033
14	1963	95	28	25	70	4340	1900	990	2550	985	600	140	80	984
15	1964	63	12	13	180	3000	2720	2300	3490	1160	750	120	70	1157
16	1965	68	40	24	420	3900	3010	1900	5200	5400	1100	502	215	1815
17	1966	51	16	14,5	160	3600	2970	1120	3600	1300	308	195	33	1114
18	1967	36	16	13,5	70	3340	1790	870	2540	1040	400	190	19	860
19	1968	12	9	9	51	1620	2825	4500	3040	5985	930	250	130	1613
20	1969	22	13	12	60	2000	4620	1400	3340	1140	800	150	81	1137
21	1970	30	14	12	52	4300	4120	4480	4700	2500	910	280	65	1789
22	1971	44	18	11,5	70	2600	4750	1300	3000	2000	660	400	234	1257
23	1972	49	31	25	1220	5025	1700	1475	3500	3180	1200	230	45	1473
24	1973	19	15	10,5	190	1300	3160	2600	4965	2855	360	40	25	1295
25	1974	7	6	7	27	2200	1600	2800	3400	2100	1050	80	55	1111
26	1975	35	20	20	30	1570	3630	4920	1570	5080	1565	290	100	1569
27	1976	46	18	7	35	6400	4020	9200	6900	6400	410	240	70	2812
28	1977	45	25	20	566	4800	5300	3000	3200	3800	1940	476	162	1945
29	1978	24	14	11	75	1700	1500	1900	7600	4600	330	180	55	1499
30	1979	55	17	12	80	1150	950	2200	3900	1000	700	238	68	864
31	1980	17	10	8	85	5600	1450	5250	1400	1500	840	290	140	1383
32	1981	9	5	8,5	48	1260	3960	2700	4290	1800	880	110	28	1258
33	1982	14	3	8	41	5000	7740	1800	1790	2800	1770	290	105	1780
34	1983	26	8	7	90	1520	4400	7760	2200	1520	570	70	40	1518
35	1984	8	7	7,5	95	2300	3250	6300	5700	5200	1400	480	86	2069
36	1985	13	12	10	40	5400	2600	1600	1200	2300	1020	100	59	1196
37	1986	16	6	6	52	1520	2210	1722	1900	3953	500	220	75	1015

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp,год
38	1987	35	24	19	905	6800	3720	2900	3800	6300	1120	380	160	2180
39	1988	29	19	16,5	300	5430	4100	1750	1400	2700	590	220	90	1387
40	1989	22	19	17,5	410	3300	1810	1900	1800	3100	1180	570	122	1188
41	1990	14	8	8,5	110	1800	2170	3800	6500	3400	1000	460	105	1615
42	1991	17	12	13	58	800	800	3050	2000	1800	780	105	47	790
43	1992	19	15	11	10	2800	2900	4900	4300	3600	650	310	100	1635
44	1993	20	16	12,5	70	1680	1680	2000	6730	6700	950	145	60	1672
45	1994	25	13	10,5	125	1550	1030	1950	2400	2300	430	160	30	835
46	1995	10	8	7	130	2900	2950	3100	6200	6000	1500	90	39	1911
47	1996	35	30	25	1060	4190	2160	1420	2800	3500	1300	360	90	1414
48	1997	28	17	15,5	170	2700	2330	2500	3700	2200	1050	260	50	1252
49	1998	30	20	20	665	3400	2200	1700	1400	3000	1200	540	250	1202
50	1999	28	13	11	100	2000	2920	2600	4625	4525	850	250	80	1500

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Результаты сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

Месяц	Qбыт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qнб	Qвхк	Zвбн	Zвбк	Нгэс	Нрасч, МВт	Нгар
10	497	1	915	1412	1413	200	185,00	184,80	25,0	300	300
11	214	1	1300	1514	1515	200	184,80	184,50	25,5	328	328
12	69	1	1675	1744	1745	200	184,50	183,46	24,2	359	359
1	13	1	1710	1723	1724	200	183,46	181,92	24,5	359	359
2	2	1	1810	1812	1813	200	181,92	180,02	21,3	328	328
3	4	1	1820	1824	1825	200	180,02	178,01	19,4	300	300
4	55	1	575	630	631	200	178,01	175,95	19,3	103	103
5	2007	1	-1658	349	350	350	175,95	177,56	17,6	52	По ВХК
6	2807	1	-2458	349	350	350	177,56	178,65	19,2	57	По ВХК
7	1996	1	-1647	349	350	350	178,65	179,70	20,3	60	По ВХК
8	2096	1	-1747	349	350	350	179,70	182,58	21,3	63	По ВХК
9	3950	1	-3445	505	506	350	182,58	185,00	24,0	103	103

Таблица Б.2 – Сработка водохранилища в средневодном году

Месяц	Qбыт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qнб	Qвхк	Zвбн	Zвбк	Нгэс	Нрасч, МВт	Э, МВтч
10	952	1	915	1867	1868	200	185,00	184,90	24,3	385	286780
11	280	1	1200	1480	1481	200	184,90	184,50	24,8	311	231719
12	90	1	1675	1765	1766	200	184,50	183,46	23,9	359	267134
1	31	1	1710	1741	1742	200	183,46	182,30	22,9	339	252475
2	15	1	1810	1825	1826	200	182,30	180,02	21,6	336	249846
3	12	1	1820	1832	1833	200	180,02	178,01	19,4	301	224282
4	112	1	575	687	688	200	178,01	175,95	19,2	112	83338
5	1980	1	-1631	349	350	350	175,95	177,56	17,6	По ВХК	38818
6	2891	1	-2542	349	350	350	177,56	179,30	19,2	По ВХК	42391
7	2574	1	-2225	349	350	350	179,30	180,30	20,9	По ВХК	46221
8	4579	1	-4230	349	350	350	180,30	183,40	21,9	По ВХК	48428
9	4480	1	-4131	349	350	350	183,40	185,00	25,0	74	55270

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Среднегодовое значение мощности

Р _{max} , МВт	Месяц
3523	январь
3380	февраль
3090	март
2739	апрель
2431	май
2261	июнь
2261	июль
2431	август
2739	сентябрь
3090	октябрь
3380	ноябрь
3523	декабрь

Продолжение приложения Б

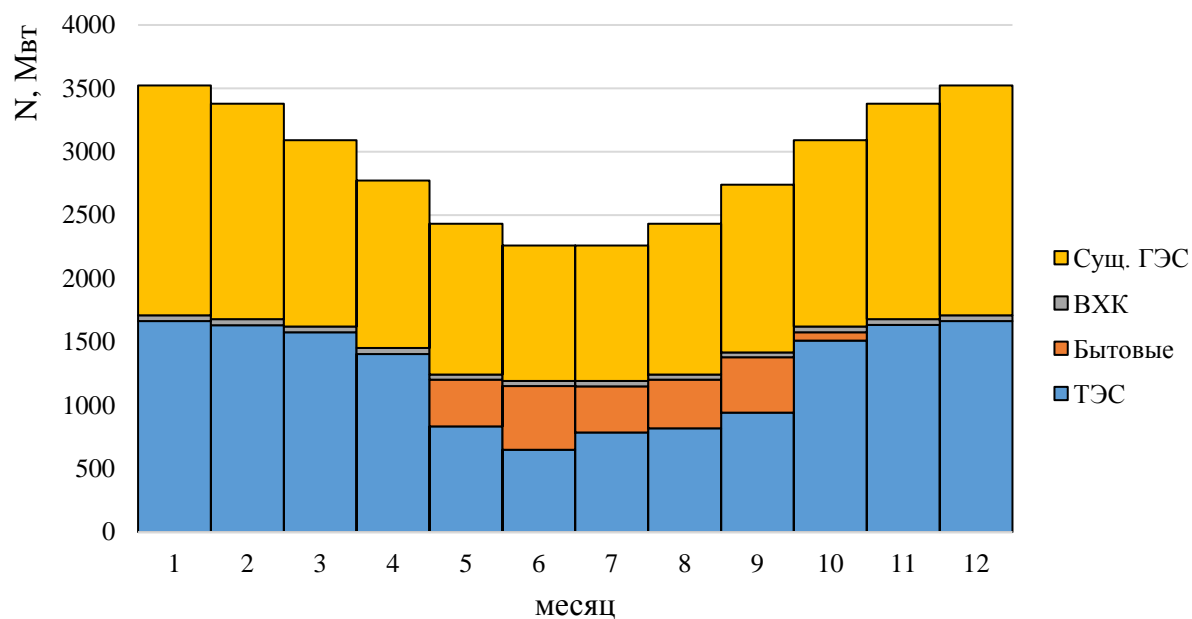


Рисунок Б.1- График среднегогодовых мощностей

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ-30а-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду									
D1, м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η_T	0,927	0,927	0,927	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930	0,930	0,931
N'_a , МВт	30,862	34,196	38,422	42,941	49,348	54,406	61,600	69,175	77,189	87,919
Z'_a	11,86	10,70	9,53	8,52	7,42	6,73	5,94	5,29	4,74	4,16
Za	12	12	10	10	8	8	6	3	3	3
Na, МВт	30,50	30,50	36,60	36,60	45,75	45,75	61,00	122,00	122,00	122,00
Δl	1,047	1,047	1,047	1,049	1,050	1,050	1,051	1,051	1,051	1,052
n, об/мин	120,8	114,8	108,3	102,5	95,7	91,2	85,8	80,9	76,6	71,9
nc, об/мин	125	125	115,4	107,1	100	93,8	88,2	83,3	78,9	75

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ-30б-В

Параметр	Диаметр рабочего колеса по стандартному ряду									
D1, м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η_T	0,922	0,923	0,923	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927
N'_a , МВт	31567	35015	39343	43971	50531	55711	63078	70834	79126	90028
Z'_a	11,59	10,45	9,30	8,32	7,24	6,57	5,80	5,17	4,63	4,07
Za	12	12	10	10	8	8	6	3	3	3
Na, МВт	30,50	30,50	36,60	36,60	45,75	45,75	61,00	122,00	122,00	122,00
Δl	1,037	1,038	1,038	1,039	1,040	1,040	1,042	1,042	1,043	1,043
n, об/мин	124,0	117,9	111,2	105,3	98,3	93,7	88,1	83,2	78,8	73,8
nc, об/мин	142,8	125,0	115,4	125,0	115,4	107,1	100,0	93,8	88,2	83,3

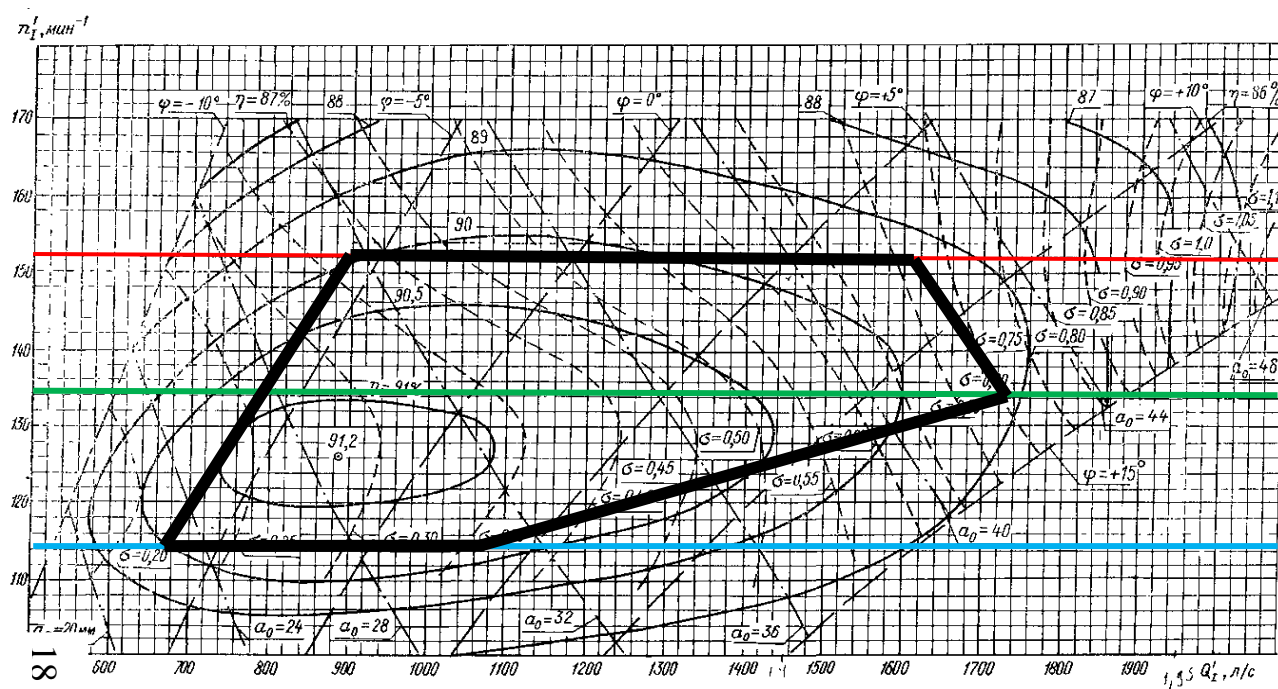


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ30а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружение гидроузла

Таблица Г.1 – Конструирование оголовка водослива

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	0.756	21	12	7.41
2	0.6	0.216	22	12.6	8.214
3	1.2	0.042	23	13.2	9.048
4	1.8	0	24	13.8	9.918
5	2.4	0.036	25	14.4	10.89
6	3	0.162	26	15	11.76
7	3.6	0.36	27	15.6	12.732
8	4.2	0.6	28	16.2	13.734
9	4.8	0.84	29	16.8	14.772
10	5.4	1.188	30	17.4	15.78
11	6	1.536	31	18	16.944
12	6.6	1.926	32	18.6	18.078
13	7.2	2.364	33	19.2	19.242
14	7.8	2.85	34	19.8	20.43
15	8.4	3.384	35	20.4	21.654
16	9	3.966	36	21	22.908
17	9.6	4.584	37	21.6	24.186
18	10.2	5.238	38	22.2	25.494
19	10.8	5.922	39	22.8	26.826
20	11.4	6.648	40	23.4	28.188

Продолжение приложения Г

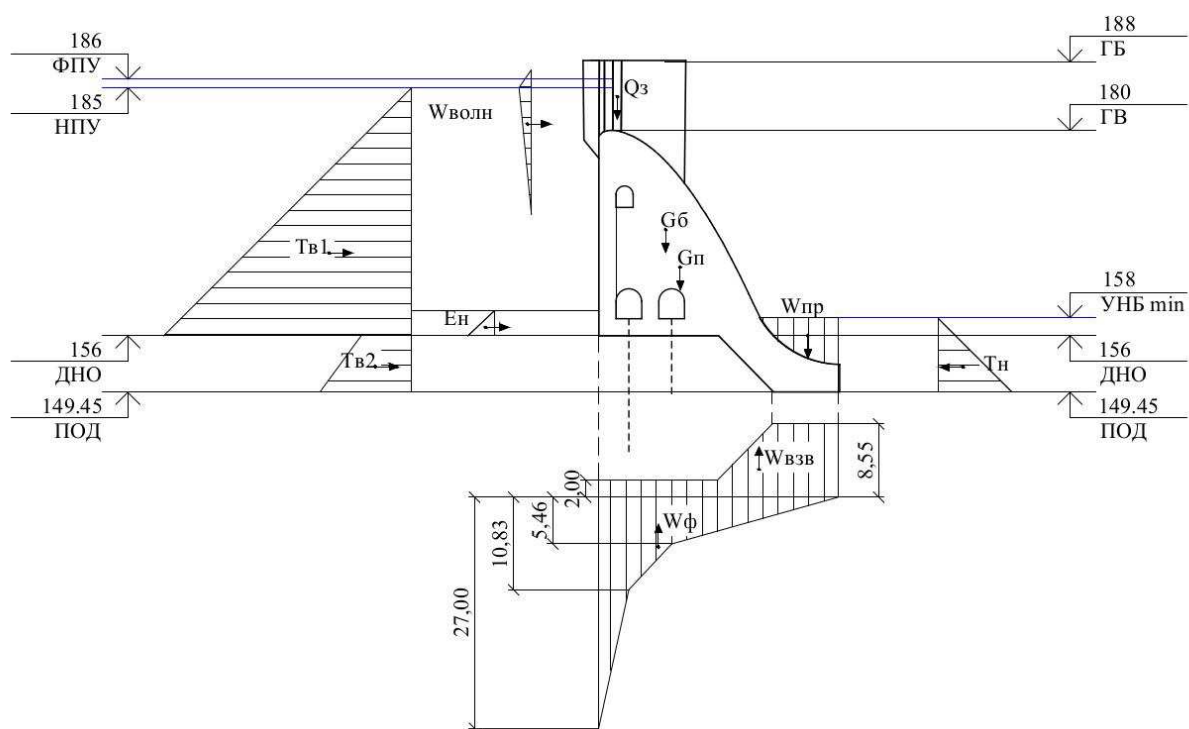


Рисунок Г.1 - Нагрузки на сооружение основной случай

Продолжение приложения Г

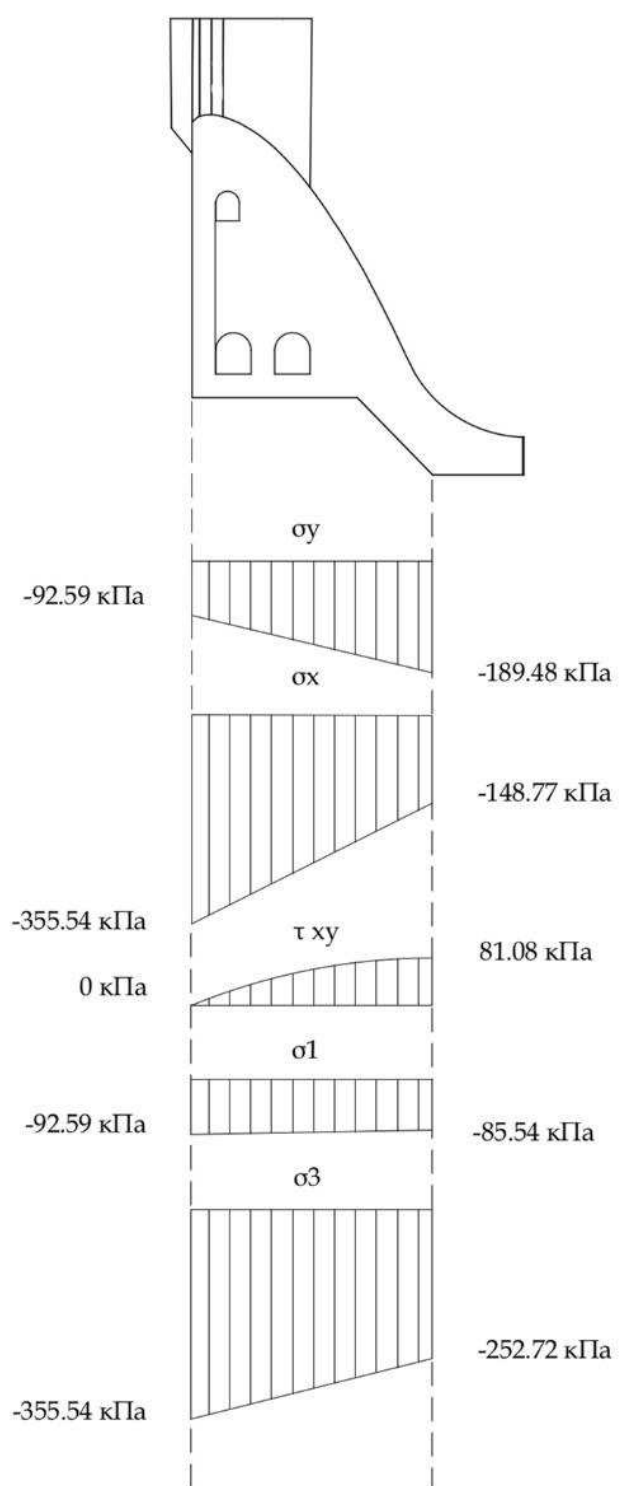
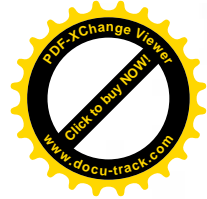
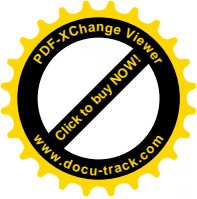


Рисунок Г.2 – Распределение напряжений в теле плотины



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
В.И. Татарников

«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УГЛЕГОРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЗЕЯ.
КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТИПЫ ПРИМЕНЯЕМЫХ
МАТЕРИАЛОВ И КАБЕЛЕЙ, ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕННОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ, ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ,
ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛУЖИВАНИЯ,
КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И ПОИСК ПОВРЕЖДЕНИЙ, СИСТЕМЫ
ЗАЩИТ)**

Руководитель Борисов Начальник ОС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
подпись, дата
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник Кириева 15.06.17
подпись, дата

У.В. Киреева
инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Кабельное хозяйство гЭС
(типы применяемых материалов и кабелей, выбор кабельной линии для
определенного потребителя, требования по монтажу, пожарной
безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и поиск
повреждений, системы защит) »

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайко 17.06.17 Е.Ю. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

В.В. Мотыменко В.В. Мотыменко
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

18.06.17 В.Ю. Починищев
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗА

10.06.17 В.В. Карамышев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

15.06.17 В.Б. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

17.06.17 В.И. Платарников
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

16.06.17 В.В. Ларасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

19.06.17 Л.А. Чаденко
подпись, дата инициалы, фамилия